

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Абалакскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения УДК622.243.23-024.17(1-198.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Барилук Кирилл Валерьевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		16.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.03.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Барилюку Кириллу Валерьевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Абалакскую свиту нефтегазоконденсат-ного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№76-61/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Особые условия бурения: – Интервал отбора керна: - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м Отход / длина горизонтального участка ствола: 700
---	--

	<p>метров / 500 метров</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: выбрать</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный</p> <p>11. Способ освоения скважины: МГРП</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продажной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения</p>

	скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Л.Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Фех А.И., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		17.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Барилюк Кирилл Валерьевич		17.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Усовершенствование системы очитки бурового раствора	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		17.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Барилюку Кириллу Валерьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Нормы и нормативы расходования ресурсов

Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

1. Литературные источники;
2. Методические указания по разработке раздела;
3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;
4. Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП

3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП

1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП

2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ

3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

02.02.2021

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Барилюк Кирилл Валерьевич		02.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Барилюку Кириллу Валерьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Абалакскую свиту нефтегазоконденсатного месторождения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технический проект на скважину</p> <p>Область применения: бурение скважин на нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 264; • Статья 298; • Статья 299; • Статья 302; – ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"; – СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" ; – ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» – СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды
--	--

	обитания".
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; Опасные факторы: – Движущиеся части и механизмы
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	–		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Барилюк Кирилл Валерьевич		02.02.2021

Оглавление

Введение.....	15
1. Общая геологическая часть.....	17
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	17
1.2. Геологические условия	17
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4. Зоны возможных осложнений.....	18
2. Технологическая часть	28
2.1. Обоснование и расчёт профиля скважины	28
2.2 Обоснование конструкции забоя	29
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	30
2.2.2. Построение совмещённого графика давлений.....	30
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	31
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	34
2.2.5. расчёт диаметров скважины и обсадных колонн.....	35
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	35
2.3. Углубление скважины.....	37
2.3.1.Выбор способа бурения	37
2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента.....	38
2.3.3.Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	39
2.3.4.Расчёт частоты вращения долота	40
2.3.5.Расчёт необходимого расхода бурового раствора	41
2.3.6.Выбор и обоснование типа забойного двигателя	45
2.3.7.Проектирование и расчёт компоновок бурильной колонны	47
2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	51
2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины	56
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	59
2.4.1.Расчёт обсадных колонн на прочность	59
2.4.1.1. Расчёт наружных избыточных давлений.....	60

2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений	64
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	69
2.4.2.Расчёт и обоснование параметров цементировании скважины	69
2.4.2.1. Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	70
2.4.2.2. Обоснование и расчёт объёма буферной и продавочной жидкостей.....	71
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	72
2.4.2.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	73
2.4.3.Выбор технологической оснастки обсадных колонн	75
2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважин	78
2.5. Выбор буровой установки	79
3. Усовершенствование систем очистки бурового раствора	81
3.1. Классификация оборудования для очистки бурового раствора.....	82
3.1.1. Средства грубой очистки бурового раствора.....	82
3.1.2. Средства тонкой очистки бурового раствора.....	83
3.2. Усовершенствованная система очистки бурового раствора.....	88
3.3. Вывод о рентабельности усовершенствованной СОБР.....	91
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	92
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятием.....	92
4.1.1. Основные направления деятельности предприятия	92
4.1.2. Организационная структура предприятия.....	93
4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	96
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..	96
4.2.2. Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скоростей бурения.....	98
4.2.3. Линейный календарный график выполнения работ.....	98
4.2.4. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.	99
5. Социальная ответственность	101

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	101
5.1.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	102
5.2. Производственная безопасность	102
5.2.1. Анализ производственных факторов	103
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего).....	106
5.3. Охрана окружающей среды	108
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
Заключение	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	114
Приложение А	117
Приложение Б	121
Приложение В	131
Приложение Г	132

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 42 таблицы, 24 рисунков, 35 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, газоконденсат, нефть, горизонтальное окончание.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина (пласты Абалакской свиты) на нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО).

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4652 метров.

В специальной части проекта рассмотрены системы очистки буровых растворов и их совершенствование

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на автоматизации скважин и обеспечении безопасности производственного объекта.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УВ – условная вязкость;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

ЦС - циркуляционная система;

ММП – многолетнемерзлые породы.

Введение

Проектирование скважины – это одни из ключевых этапов перед бурением, ведь если мы ничего не рассчитаем и начнем бурение, то в процессе бурения мы только и будем, что сталкиваться со всеми видами осложнений, что в конечном итоге приведет компанию к банкротству и так и не законченной скважине.

В этой работе проектируется наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием, которая имеет ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, таких как – кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью данной скважины является аномально высокое пластовое давление, что в большей мере влияет на проектирование скважины. Максимальная температура достигает 115 °С.

В разрезе имеются 3 водоносных горизонта, 7 нефтяных горизонта и 7 газовых горизонта.

В Ганькинском, Тангаловском, Сортымском и Абалакском стратиграфических подразделениях возможны такие осложнения, как поглощение бурового раствора.

В Палеогене, Покурском, Тангаловском, Сортымском, Баженовском и Абалакском стратиграфических подразделениях возможно ГНВП, в следствие высоких скоростей подъёма бурильного инструмента, наличия продуктивных пластов и водонапорных горизонтов.

В Палеогене, Ганькинском, Кузнецовском и Покурском стратиграфических подразделениях возможны осыпи и обвалы стенок скважины, а также вероятны посадки и затяжки бурильной колонны.

В Тангаловском стратиграфическом подразделении и зонах продуктивных пластов возможны сальникообразования и кавернообразования.

Следовательно, чтобы избежать данных осложнений нам следует учитывать их при проектировании скважины и подбирать подходящие режимы бурения, буровые растворы, соответствующее оборудование и так далее.

После всего вышесказанного, можно сделать вывод, что целью данной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Абалакскую свиту газонефтяного месторождения, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины в ЯНАО.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

1. Общая геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Территория округа располагается в трёх климатических зонах: арктической, субарктической и умеренный континентальный (на юге). Округ расположен на севере Западно-Сибирской низменности.

Климат определяется наличием многолетней мерзлоты, близостью холодного Карского моря, обилием заливов, рек, болот и озёр. В целом, для округа характерна длительная зима (до 8 мес.), короткое лето, сильные ветры, небольшая величина снежного покрова.

Климат арктической части характеризуется длительной, холодной и суровой зимой с сильными бурями, морозами и частыми метелями, малым количеством осадков, очень коротким летом (50 дней), сильными туманами.

Субарктическая зона занимает южную часть Ямальского полуострова. Здесь климат резко континентальный: осадки в виде дождей, лето до 68 дней.

Климат северной (таёжной) полосы Западно-Сибирской низменности резко — континентальный, средняя температура здесь выше, лето довольно тёплое и влажное (до 100 дней).

Среднегодовая температура воздуха округа — отрицательная, на Крайнем Севере она достигает -10°C . Летом, в июле, температура может повышаться на всей территории до $+30^{\circ}\text{C}$. Часты магнитные бури, сопровождаемые полярным сиянием.

1.1. Геологические условия

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервале
от	до	название	индекс	угол , град.	азимут, град.	
(верх)	(низ)					
1	2	3	4	5	6	7
0	481	Четвертичные Отложения + Палеоген	Q + P	-	-	1,8
481	611	Ганькинская свита	K ₂ gn	0 - 0,5	-	1,7
611	1011	Березовская свита	K ₂ br	0 - 0,5	-	1,7
1011	1113	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0 - 0,5	-	1,7
1113	2430	Покурская свита	K ₂ -1 pk	0 - 0,5	-	1,7
2430	3666	Тангаловская свита	K ₁ tn	0 - 0,5	-	1,2
3666	3877	Сортымская свита	K ₁ st	0 - 0,5	-	1,2
3877	3898	Баженовская свита	J ₃ bg	0 - 0,5	-	1,2
3898	3910	Абалакская свита	J ₃ abl	0 - 0,5	-	1,2

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 2.

В таблице 3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 4.

1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5-7.

1.3. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 8, 9,10.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до	краткое название	% в интервале	
	(верх)	(низ)			
1	2	3	4	5	6
Q + P	0	481	пески	40	Пески, супеси, суглинки, алевриты, глины
			супеси	5	
			суглинки	5	
			алевриты	10	
			глины	40	
K2 gn	481	611	глины	100	Глины алевритистые
K2 br	611	1011	глины	70	Глины слабоопоксидные алевритовые, алевриты глинистые
			алевриты	30	
K2 kz	1011	1113	глины	50	Переслаивание глин, песков, алевролитов
			пески	15	
			алевролиты	35	
K2-1 pk	1113	2430	песчаники	40	Переслаивание преимущественно песчаников, глин и алевролитов
			глины	30	
			алевролиты	30	
K1 tn	2430	3666	песчаники	35	Песчаники, алевролиты (возможно наличие нестабильных «шоколадных» глин)
			алевролиты	65	
K1 st	3666	3877	глины	15	Глины алевритистые, песчаники, алевролиты
			песчаники	70	
			алевролиты	15	

Продолжение таблицы 2

J3 bg	3877	3898	аргиллиты	100	Аргиллиты битуминозные
J3 abl	8 389	3910	глины	30	Глины аргилитоподобные, песчаные прослой
			песчаники	70	

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотн ость, г/см3	Пористо сть, %	Проницае мость, мдарси	Глинист ость, %	Карбона тность, %	Твердос ть, кгс/мм2	Расслое ность породы	Абраз ивнос ть	Категор ия породы промыс л
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q + P	0	481	пески	1,6	0,4	2500	10	0	-	1	10	М
			супеси	1,6	0,3	-	40	0	-	1	3	М
			суглинки	1,6	0,3	0	65	0	10	5	4	М
			алевриты	1,7	0,3	5	50	2	10	2	5	М
			глины	1,7-1,9	0,23	0	100	2	10	5	2	М
K2 gn	481	611	глины	1,9-2,2	0,2-0,3	0	100	5	10	5	5	М
K2 br	611	1011	глины	2,2	0,17	0	100	6	10	4	6	М
			алевриты	2,1	0,16	10	40	-	-	5	6	М
K2 kz	1011	1113	глины	2,2	0,1	0	100	0	10	5	6	М
			пески	2,1	0,19	1500	10	0	-	5	10	М
			алевролиты	2,3	0,09	7	20	3	20	2,5	6	М

Продолжение таблицы 3

K2-1 pk	1113	2430	песчаники	2,4	0,09	250	20	3	20	5	9	М
			глины	2,2	0,1	0	100	0	10	5	6	М
			алевролиты	2,3	0,09	7	20	3	20	2,5	6	С
K1 tn	2430	3666	песчаники	2,4	0,13	3	15	3	50	2,5	9	С
			алевролиты	2,4	0,13	1	30	6	50	3	7	С
K1 st	3666	3877	глины	2,3	0,09	0	100	3	20	2,5	6	С
			песчаники	2,5	0,13	1	40	5	50	3,5	9	С
			алевролиты	2,5	0,05	<1	50	1	65	1	7	С
J3 bg	3877	3898	аргиллиты	2,6	0,05	0	100	8	100	3	6	С
J3 abl	3877	3910	глины	2,5	0,05	0	95	7	100	3	6	С
			песчаники	2,5	0,12	1	40	5	50	3,5	9	С

Таблица 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/ м	МПа/ м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q + P	0	481	0,0100	–	0,0145	–	Зона ММП
K2 gn	481	611	0,0100	–	0,0145	–	3
K2 br	611	1011	0,0100	–	0,0150	–	15
K2 kz	1011	1113	0,0100	–	0,0150	–	18
K2-1 pk	1113	2430	0,0100	–	0,0150	–	58
K1 tn	2430	3377	0,0100	–	0,0170	–	86
K1 tn	3377	3584	0,0115	–	0,0175	–	92
K1 tn	3584	3666	0,0145	–	0,0195	–	95
K1 st	3666	3877	0,0175	–	0,0215	–	101
J3 bg	3877	3898	0,0194	–	0,0225	–	108
J3 abl	3898	3910	0,0194	–	0,0225	–	115

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5-7.

Таблица 5 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
3377	3584	Поровый	—	0,67
3584	3666	Поровый	—	0,67
3666	3692	Поровый	—	0,67
3692	3783	Поровый	—	0,67
3783	3816	Поровый	—	0,67
3816	3877	Поровый	—	0,67
3898	3910	Поровый	—	0,67

Таблица 6 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
3377	3584	Поровый	—	0,914
3584	3666	Поровый	—	0,914
3666	3692	Поровый	—	0,914
3692	3783	Поровый	—	0,914
3783	3816	Поровый	—	0,914
3816	3877	Поровый	—	0,914
3898	3910	Поровый	—	0,914

Таблица 7 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/ м ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	481	Поровый	1000	0
1113	2430	Поровый	—	0
2430	3877	Поровый	1002	0

Таблица 8 - Поглощение бурового раствора

Индекс страти- графического подразде- ления	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
K2 gn - K2 br - K2 kz - K2-1 pk	481	2430	до 5	нет	Репрессия на пласт >20%, за счет сальникообразован ия и сужения ствола, вследствие нарушения режима промывки
K1 tn	2430	3666	до 5	нет	Вскрытие зон трещиноватости пород. Наличие нестабильных глин. Зоны АВПД.
K1 st	3666	3877	до 5	нет	
J3 bg	3877	3898	до 5	нет	
J3 abl	3898	3910	до 5	нет	

Таблица 9 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q + P	0	481	При возможности увеличение плотности бурового раствора, снижение водоотдачи промывочной жидкости, соблюдение допустимых скоростей, проработка ствола скважины.
K2 gn - K2 br - K2 kz - K2-1 pk	481	2430	

Таблица 10 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида(вода, нефть, конденсат, газ)	Причины, вызывающие осложнения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q + P	0	481	вода	Наличие продуктивных горизонтов. Высокие скорости подъема бурильного инструмента. Возникновение дифференциального прихвата бурового инструмента.
K2-1 pk	1113	2430	вода	
K1 tn - K1 st	2430	3877	вода	
АчБУ8-2	3377	3584	нефть, г/к	
Ач13	3584	3666	нефть, г/к	
Ач16	3666	3692	нефть, г/к	
Ач19	3692	3783	нефть, г/к	
Ач20	3783	3816	нефть, г/к	
Ач21	3816	3877	нефть, г/к	
Ю0	3898	3910	нефть, г/к	

Таблица 11 - Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q + P	0	481	От обвала неустойчивых пород,заклинка бурового инструмента	Нарушение технологии бурения ММП
K2 gn - K2 br - K2 kz - K2-1 pk	481	2430	От заклинки инструмента, сальникообразова- ния	Несоблюдение режимов промывки,недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения
K1 tn	2430	3666	От перепада давления	Оставление бурильного инструментабез движения в проницаемых пласта более 5 минут (при наличии несовместимых интервалов)
K1 st	3666	3877	От перепада давления	
J3 bg	3877	3898	От перепада давления	
J3 abl	3898	3910	От перепада давления	

Таблица 12 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q + P	0	481	Затяжки, растепление ММП	При нарушении технологии бурения ММП
K2 gn - K2 br - K2 kz - K2-1 pk	481	2430	Сужение ствола, посадки	Естественный процесс набухания глин. Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Высокие скорости подъема бурильного инструмента. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.
K1 tn	2430	3666	Возможно кавернообразование, сальникообразование, посадки, ГНВП	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения. Высокие скорости подъема бурильного инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщенные отложения
K1 st	3666	3877	Возможно кавернообразование, сальникообразование, ГНВП	
J3 bg	3877	3898	Возможно кавернообразование, ГНВП	Превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров растворов от проектных.
J3 abl	3898	3910	Возможно кавернообразование, ГНВП	

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчёт профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю:

- количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5; угол входа в пласт не менее 80 гр.;
- максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м;
- максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м; отход / длина горизонтального участка ствола: 700 метров / 500 метров.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не менее 80 гр.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». В таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

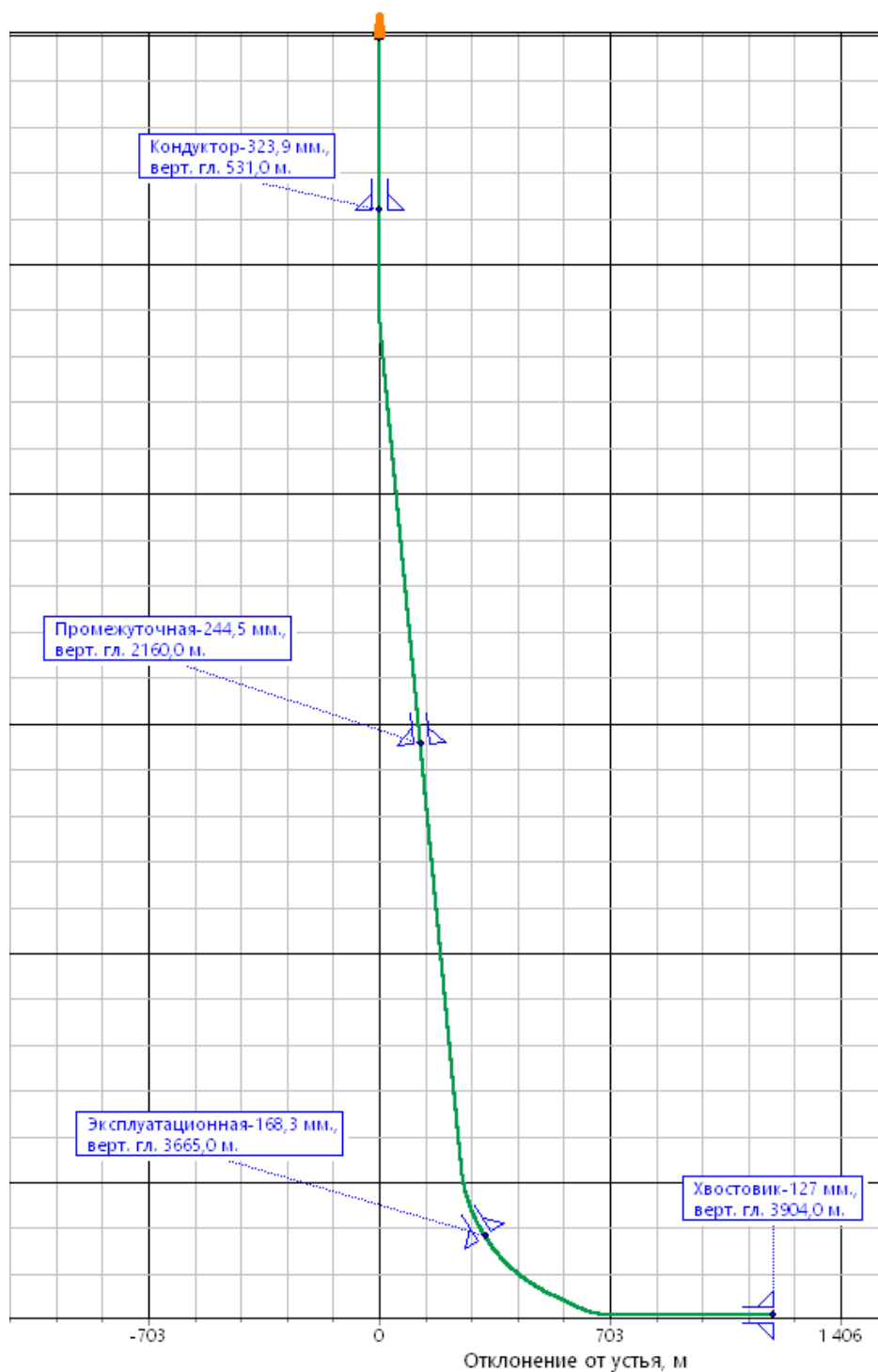


Рисунок 1 - Проектируемый профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции забоя

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы

вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик с разрывными муфтами для дальнейшего многостадийного разрыва пласта. Исходя из этого, согласно предполагаемому дебиту был выбран хвостовик 127 мм (условный диаметр), поскольку скважина имеет аномально высокие пластовые давления, но небольшую проницаемость было решено выбрать цементируемый хвостовик, так как большинство недостатков данного типа заканчивания скважин нивелируется последующим МГРП.

2.2.2. Построение совмещённого графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

Исходя из анализа графика, несовместимая зона по условиям бурения на глубине 3665м по вертикали обязывает нас ввести обсадную колонну разделяющую вышележащие пласты от нижележащих, для обеспечения дальнейшей безаварийной проводки ствола, так же необходимо учитывать данный факт при проектировании буровых растворов. Применено следующее решение: спуск эксплуатационной колонны в заданный интервал.

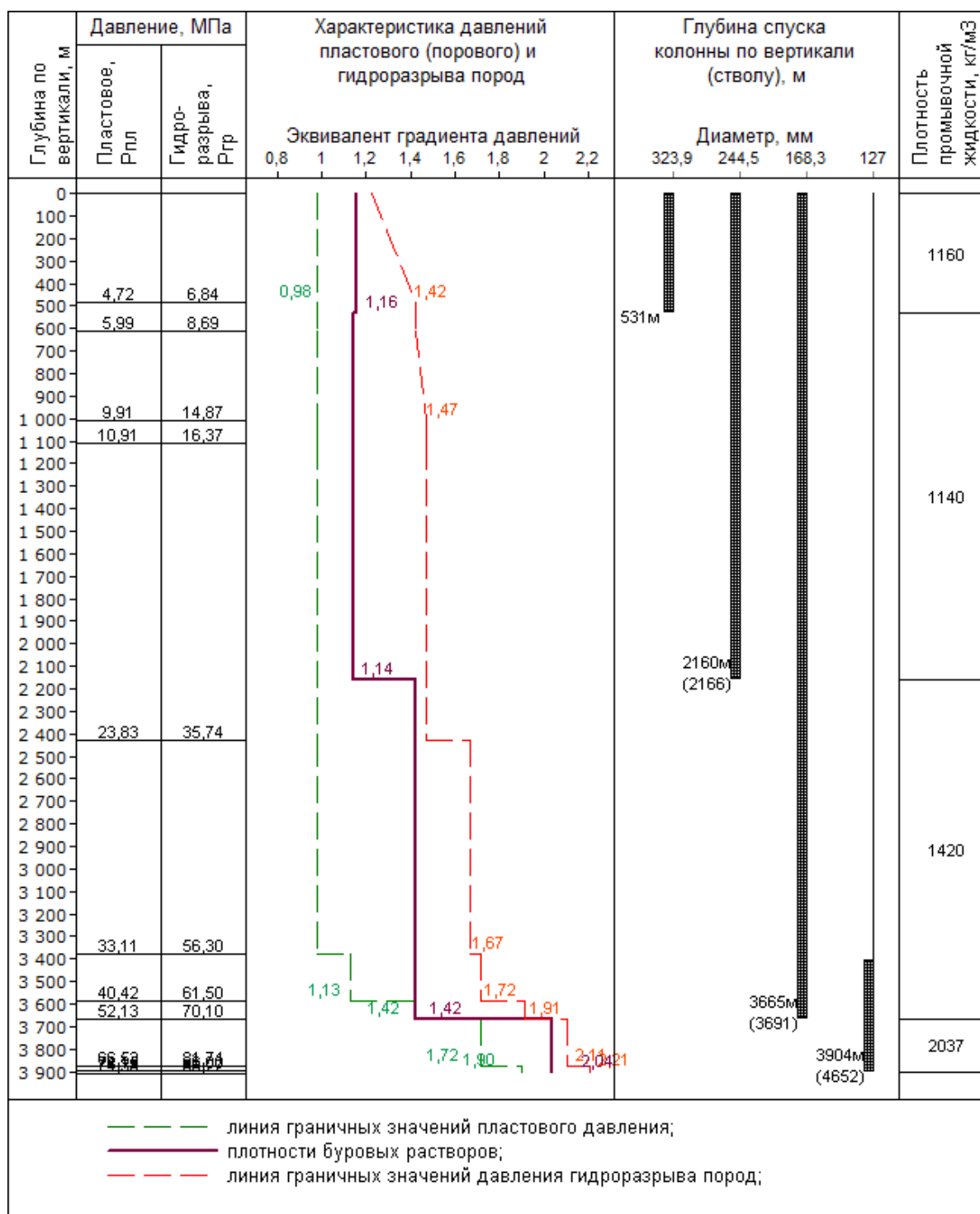


Рисунок 2 - Совмещённый график и схема конструкции скважины

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом месторождении четвертичные отложения составляют 481 м, принимаем решение вместо направления спускать сразу контруктор.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. При наличии в разрезе зон многолетнемерзлых пород кондуктор должен перекрывать минимум на 50 м кровлю ММП. Расчет глубины спуска кондуктора предоставлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	АчБУ8-2	Ач13	Ач16	Ач19	Ач20	Ач21	Ю0
$L_{кр}$	3377	3584	3666	3692	3783	3816	3898
$\Gamma_{пл}$	0,115	0,145	0,175	0,175	0,175	0,175	0,194
$\Gamma_{грп}$	0,175	0,195	0,215	0,215	0,215	0,215	0,225
$y=$	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914
Расчетные значения							
$P_{пл}$	388,355	519,68	641,55	646,1	662,025	667,8	756,212
$P_{гр}$	378	521,625	666,5	668,65	682,625	688	810
e^s	1,12	1,09	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03
$P_{пл} / e_s$	347,43	478,23	609,20	612,62	626,23	631,23	735,89
$L_{конд\ min}$	2160	2675	3100	3110	3175	3200	3600
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10
Принимаемая глубина	531						

Расчетная глубина спуска кондуктора составила 3600 м, что превышает максимально допустимую глубину спуска кондуктора в 1400 м. В связи с этим, было принято решение спустить кондуктор на глубину 531 м, чтобы перекрыть интервал четвертичных отложений и ММП (481 м и 500 м), и техническую колонну на глубину 2160 м (2166 по стволу), чтобы перекрыть интервалы поглощения бурового раствора и интервалов осыпей и обвалов стенок скважины.

Эксплуатационную колонну в горизонтальной скважине рекомендуется спускать на 10–20 метров ниже кровли пласта (3377 м). Но, по графику совмещенных давлений видно, что в интервале 3665 – 3904 м несовместимые условия бурения. Поэтому спускаем эксплуатационную колонну до 3665 м (3691 по стволу). Затем спускается хвостовик до 3904 м (4652 по стволу) для перекрытия интервала несовместимых условий бурения.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- Кондуктор цементируются на всю длину – 0–531 м соответственно;
- При наличии газовых пластов техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м, для безопасности и надежности сделаем перекрытие технической колонны до устья. Значит интервал цементирования составляет 31–2166 м и 1664–3691 м по стволу соответственно;
- Хвостовик, цементируется с перекрытием предыдущего башмака не менее чем на 250 м для газовых скважин. Значит, интервал цементирования будет начинаться от 3428 м до 4652 м по стволу.

2.2.5. расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 127 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Кондуктор	531	531	531	531	0-531	0-531	323,9	393,7
Техническая колонна	2160	2160	2166	2166	31-2160	31-2166	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3665	3665	3691	3691	1660-3665	1664-3691	168,3	215,9
Хвостовик	3415-3904	3415-3904	3427-4652	3427-4652	3415-3904	3428-4652	127	155,6

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{гнвп}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{гнвп} = k \cdot P_{му}, \quad (2)$$

где $P_{му}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 15 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра						
Пласт	АчБУ8-2	Ач13	Ач16	Ач19	Ач20	Ач21	Ю0
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	38,16	50,89	63,06	63,5	65,07	65,04	75,62
Глубина залегания кровли ПП, м	3377	3584	3666	3692	3783	3816	3898
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	32,96	38,33	44,06	44,79	45,58	45,98	55,55
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	36,26	42,16	49,07	49,26	50,14	50,58	61,1
Давление опрессовки колонны, МПа	39,89	46,38	53,98	54,19	55,15	67,61	78,54

Таблица 16 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Значение параметра						
	АчБУ8-2	Ач13	Ач16	Ач19	Ач20	Ач21	Ю0
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	38,16	50,89	63,06	63,5	65,07	65,04	75,62
Глубина залегания кровли ПП, м	3377	3584	3666	3692	3783	3816	3898
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	32,96	38,33	44,06	44,79	45,58	45,98	55,55
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	36,26	42,16	49,07	49,26	50,14	50,58	61,1
Давление опрессовки колонны, МПа	39,89	46,38	53,98	54,19	55,15	67,61	78,54

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: **ОКК2-80-178х245х324 К1 ХЛ**.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП6-476/80х70 с рабочим давлением 70 Мпа, условным диаметром прохода 476 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3. Углубление скважины

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения

необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под техническую и эксплуатационную колонны выбирается совмещённый способ бурения с применением винтового забойного двигателя и ротора для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости. Интервал под хвостовик бурится с применением роторно-управляемой системы, так как ВЗД используется только до глубины 3000 м. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 17.

Таблица 17 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	531	роторный
531	2166	ВЗД+Ротор
2166	3692	ВЗД+Ротор
3692	4652	РУС

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под кондуктор. PDC долота для интервалов бурения под техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик, они обеспечат максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-531	531-2166	2166-3691	3691-4652
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	295,3 НьюТек Сервисез	215,9 А-16	155,6 МЗ-ГАУ-R-157
Тип долота		Шарошечное	Алмазное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	155,6
Тип горных пород		М	М	М+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,4	0,39	0,385	0,25
Масса, кг		152	35	24	15
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2–10	2-10	2–10
	Максимальная	24	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80-440	60-400	60–400
	Максимальная	600	440	400	400

2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{\text{дон}} = 0,8 \cdot G_{\text{пред}}. \quad (5)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-531	531-2166	2166-3691	3691-4652
Исходные данные				
Порода	М	М	М+С	С
$D_{\text{д}}$, см	39,37	29,53	21,59	15,56
$G_{\text{пред}}$, тс	24	10	10	10
Результаты проектирования				
$G_{\text{дон}}$, тс	19,2	8	8	8
$G_{\text{проект}}$, тс	7-8	7	7	7

2.3.4. Расчёт частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (6)$$

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

В интервале бурения под направление (0-54м) запроектировано значительно меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено ограничениями частоты вращения, вызванными конструктивными особенностями долота. Для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика была выбрана величины, обеспечивающая оптимальную скорость для работы с ВЗД. В

интервале отбора керна значение частоты вращения было выбрано согласно статистическим значениям частоты вращения в зависимости от типоразмера долота.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. Результаты представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-531	531-2166	2166-3691	3691-4652
Исходные данные					
V_d , м/с		3,4	2	2	1,5
Порода		М	М	М+С	С
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		165	129	177	184
$n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	120-220
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	140	180	180

2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход бурового раствора должен быть подобран таким образом, чтоб выполнялись следующие условия: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя от шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов:

обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (7)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м³/с, большие значения берутся для мягких пород);

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (8)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (9)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуhrиваемой породы, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{ом}^2), \quad (10)$$

где $d_{ом}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (11)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр}=0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность $(\rho_{см} - \rho_p)=0,02$ г/см³.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{КП \min} \cdot 1000, \quad (12)$$

где $V_{КП \min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с для направления и кондуктора; 0,75 м/с для технических колонн; 1,0 м/с для эксплуатационной колонны и хвостовика.

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н \max}^2 \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{н \max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-531	531-2166	2166-3691	3691-4652
Исходные данные				
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,65	0,65	0,65	0,65

Продолжение таблицы 21

K_K	1,8	1,7	1,2	1,2
$V_{кр}, \text{ м/с}$	0,15	0,15	0,13	0,13
$V_M, \text{ м/ч}$	35	35	30	25
$d_{бт}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нмах}, \text{ м}$	0,0206	0,0191	0,0159	0,0127
n	3	5	5	3
$V_{кппин}, \text{ м/с}$	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,121	1,07	1,23	2,076
$\rho_{п}, \text{ г/см}^3$	2	2,2	2,3	2,4
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04	0,02
S_{max}	0,11	0,06	0,02	0,01
Dc	0,84	0,71	0,51	0,43
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	79	44	24	12
$Q_2, \text{ л/с}$	68	46	19	4
$Q_3, \text{ л/с}$	55	42	24	13
$Q_4, \text{ л/с}$	36	56	47	22
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{ л/с}$	36-79	44-56	19-47	4-22
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}, \text{ л/с}$	70	55	40	16

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (14)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (15)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (16)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (17)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 22 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 22 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя				
Интервал	0-531	531-2166	2166-3691	3691-4652

Продолжение таблицы 22

Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,295	0,2159	0,156
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
G _{ос} , кН		435711	69	69	69
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	236	173	124
M _р , Н*м		-	2684	1990	1463
M _о , Н*м		-	148	108	78
M _{уд} , Н*м/кН		-	37	27	20
Принимается диаметр ВЗД		-	240	178	127

Для интервалов 910 - 1967 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-240М7/8.55, который позволяет обеспечить необходимые интенсивности искривления, а также позволяет обеспечить момент необходимый для разрушения горной породы.

Для интервалов 1967-3743 и 3743-4725 запроектированы РУС PowerDrive vortex 675 и PowerDrive X5 475, которые позволяют проводить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также интервалы с малыми интенсивностями набора угла, для доведения зенитного угла до 90 градусов в продуктивном пласте без СПО. Технические характеристики ВЗД и РУС представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей и роторных управляемых систем

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Максимальное количество оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
Д-240 РС	531-2166	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
MBP-176T	2166-3691	176	9,7	1400	19-45	70-170	15,5	65-225
PowerDrive vorteX X 475	3691-4652	120,7	4,56	524	10-20	250	5,4	-

2.3.7. Проектирование и расчёт компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (18)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 22 [2].

Таблица 24 – Результаты расчёта бурильных колонн на прочность

Интервал, м	Тип секции	Наруж · диам., мм	Внутр · диам., мм	Толщ. стенки , мм	Групп а прочн.	Тип замкового соединени я	Длина , м	Масса, т			КЗП		
Технологическа я операция								1 м трубы	секци и	нараст ·	на выносл ·	на растяж ·	на статич · прочн.
Кондуктор													
0-531	Долото	393,7					0,4		0,157	0,157			
Бурение	Калибратор	203	80				1,3		0,473	0,63			
КНБК №1	УБТ	203	100				24	0,192	4,608	5,238			
	БТ	127	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	505,3	0,032 8	16,56	21,8	1,46	>10	7,9
Промежуточная													
531-2166	Долото	295,3					0,3		0,11	0,11			
Бурение	Калибратор	203	80				1,3		0,315	0,425			
КНБК №2	Двигатель	240					8,69		2,005	2,43			
	УБТ	178	83				9,45	1,6	15,12	17,55			
	УБТ	178	76				16	0,215	3,44	20,99			
	Калибратор	203	80				1,3		0,315	21,31			
	УБТ	178	76				16	0,215	3,44	24,75			
	Яс гидрав.	202	69,9				4,3			24,75			
	УБТ	159	71				16	0,177	2,832	27,58			

Продолжение таблицы 24

	БТ	127	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	2093	0,0328	68,6	96,17	1,03	2,86	2,55
Эксплуатационная													
2166-3691	Долото	215,9					0,37		0,057	0,057			
Бурение	Калибратор	146	78				0,44		0,049	0,106			
КНБК №3	Двигатель	172					8,21		2,017	2,123			
	УБТ	159	83				9,45	1,6	15,12	17,24			
	УБТ	159	71				14	0,177	2,478	19,72			
	Калибратор	146	78				0,44		0,049	19,77			
	УБТ	159	71				14	0,177	2,478	22,25			
	Яс гидрав.	171	63,6				4,3			22,25			
	УБТ	159	71				14	0,177	2,478	24,73			
	БТ	127	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	3626	0,0328	118,85	143,58		1,91	1,79
Хвостовик													
3691-4652	Долото	155,6					0,3		0,017	0,017			
Бурение	Калибратор	155,6	35				0,3		0,08	0,097			
КНБК №4	УБТ	120	68				9,48	0,75	7,11	7,207			

Продолжение таблицы 24

	УБТ	120	64				33	0,064	2,112	9,319			
	Калибратор	155,6	35				0,3		0,08	9,399			
	УБТ	120	64				33	0,064	2,112	11,51			
	Яс гидрав.	120	57,2				4			11,51			
	УБТ	105	89				33	0,0155	0,512	12,02			
	БТ	88,9	70,1	9,4	л	ЗП-127-65	4539	0,0217	98,62	110,65	1,26	1,56	1,79

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Компанией, поставляющей реагенты и добавки для приготовления растворов, была выбрана организация ООО "Инко-Сервис". Компания занимается как поставкой отдельных реагентов, так и готовых систем буровых растворов.

Интервал под кондуктор (0 – 531 м):

В данном интервале наблюдаются четвертичные отложения и многолетнемерзлые горные породы (ММП), соответственно при нарушении технологии бурения таких пород возможно их растепление. Также возможны затяжки и прихваты бурового инструмента, вследствие также нарушения технологии бурения ММП. Исходя из всего вышеперечисленного, целесообразно использовать **среднеминерализованные глинистые буровые растворы**, которые применяются при бурении надсолевой толщи при возникновении обвалов и затяжек и в зоне вечной мерзлоты.

Интервал под техническую колонну (531 – 2160 м):

На данном интервале возможно поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, ГНВП (водоносный горизонт), присутствует прихватопасная зона, а также возможны сужение стенок скважин и посадки. Исходя из таких условий, выбираем **полимерный (инкапсулированный) буровой раствор**. Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии.

Интервал под эксплуатационную колонну (2160 – 3550 м):

На интервале возможны поглощение бурового раствора, ГНВП (нефть, газ, вода), прихваты, посадки, каверно- и сальникообразования. Исходя из таких условий, выбираем **полимерный (инкапсулированный) буровой раствор**. Системы инкапсулированных буровых растворов

проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии.

Интервал под хвостовик (3550 – 3950 м):

Вскрытие зон трещиноватости пород. Наличие нестабильных глин. Зоны АВПД. ГНВП (нефть, газ), прихваты, каверно- и сальникообразования, посадки. Исходя из вышеперечисленных моментов, связанных с данным интервалом, следует применить **биополимерный безглинистый буровой раствор**, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хомогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве коагулянта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины.

В таблице 25 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 25 – Исходные данные и результаты расчёта плотности бурового раствора

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см ³
0-531	1,13	5,31	531	1,16
531-2166	1,09	21,6	2160	1,14
2166-3691	1,055	53,14	3665	1,49
3691-4652	1,06	75,64	3904	2,037

Таблица 26 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов минерализованного глинистого бурового раствора для бурения интервала 0 – 531 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустрическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Глинопорошок Префлекс	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100
Полианионная целлюлоза ПАК П Р	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	08.окт
Полианионная целлюлоза ПАК ПЛВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	03.май
Соль NaCl	Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазка ВалуБ	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	03.май
Валдефом КФ	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Мелкофракционный барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	0,015

Таблица 27 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (икапсулированного) бурового раствора для бурения интервалов 531 – 2166 м и 2166 – 3691 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Детергент КФ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Вальбио П	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4
Полианионная целлюлоза ПАК ПЛВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Полианионная целлюлоза ПАК П Р	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Добавка Валиг ПА	Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазка Валуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мелкофракционный барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	40-45

Таблица 28 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов биополимерного безглинистого бурового раствора для бурения интервала 3691 – 4652 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Вальбио П	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Крахмал Валпосил	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Калийная соль	Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Мраморная крошка	Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Биоцид Васид Л	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Валдефом КФ	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	Минерализированный	Полимерный	Полимерный	KCL/полимерный
Тип бурового раствора				
Плотность, г/см ³	1,16	1,14	1,49	2,037
СНС ₁ , дПа	24-90	10-40	10-40	30-40
СНС ₁₀ , дПа	36-135	20-60	20-60	40-70
Условная вязкость, с	25-60	40-60	40-60	60-100
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5	< 6	< 6	< 6
рН	8-9	8-10	8-10	8-10
Сод. песка, %	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	40-80	50-90	50-90	60-100
ПВ, сПз	10-25	12-35	12-35	10-15

В таблицах А.4 и А.5 приложения А представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора и химических реагентов.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 30-32 соответственно.

Таблица 30 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под кондуктор									
0	531	БУРЕНИЕ	0,331	0,056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	1	111	577,9
Под техническую колонну									
531	2166	БУРЕНИЕ	0,494	0,075	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	77,3	206,4
Под эксплуатационную колонну									
2166	3691	БУРЕНИЕ	1,295	0,111	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	14	43,8	68,5
Под хвостовик									
3691	4652	БУРЕНИЕ	0,961	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	13	17,2	5,7

Таблица 31 – Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Колич. насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная произв. насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэф. использ. гидравл. мощности	диаметр цилинд. втулок, мм	допустим. давление, кгс/см ²	норма наполн., %	число двойных ходов в мин	производительн., л/с	
0	531	Бурение	УНБ-1250	2	0,95	170	295,4	95	60	34,2	68,4
531	2166	Бурение	УНБ-1250	2	0,95	150	387,6	95	60	25,65	51,3
2166	3691	Бурение	УНБ-1250	2	0,95	150	387,6	100	45	20,25	40,5
3691	4652	Бурение	УНБТ-118	1	0,95	140	387,6	95	75	15,96	15,96

Таблица 32 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	531	БУРЕНИЕ	136,8	84,5	0	41,8	0,5	10
531	2166	БУРЕНИЕ	218,4	40,2	55,9	106,2	6	10
2166	3691	БУРЕНИЕ	253,4	16,9	58	141,7	26,7	10
3691	4652	БУРЕНИЕ	373,4	3,6	0	305,7	58,9	5,3

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1. Расчёт обсадных колонн на прочность

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 33 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1050 кг/м³, продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м³.

Таблица 33 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облепченным тампонажным раствором, м	Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м
----------	--	---

Продолжение таблицы 33

	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Кондуктор	0-431	0-431	431-531	431-531
Техническая колонна	31-2060	31-2066	2060-2160	2066-2166
Эксплуатационная колонна	1660-3277	1663-3288	3277-3665	3288-3691
Хвостовик	-	-	3415-3904	3427-4652

2.4.1.1. Расчёт наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

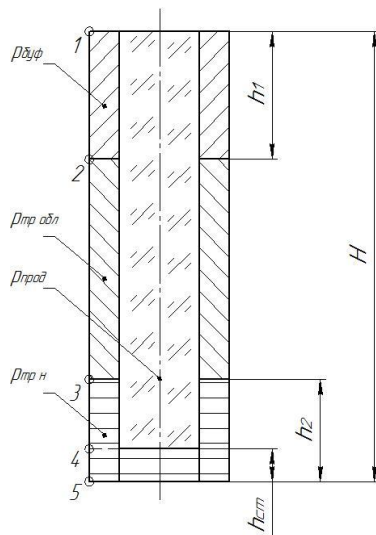


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

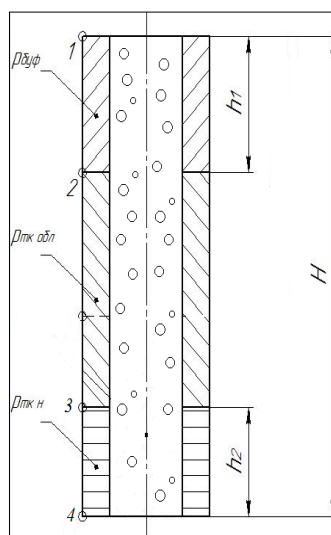


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

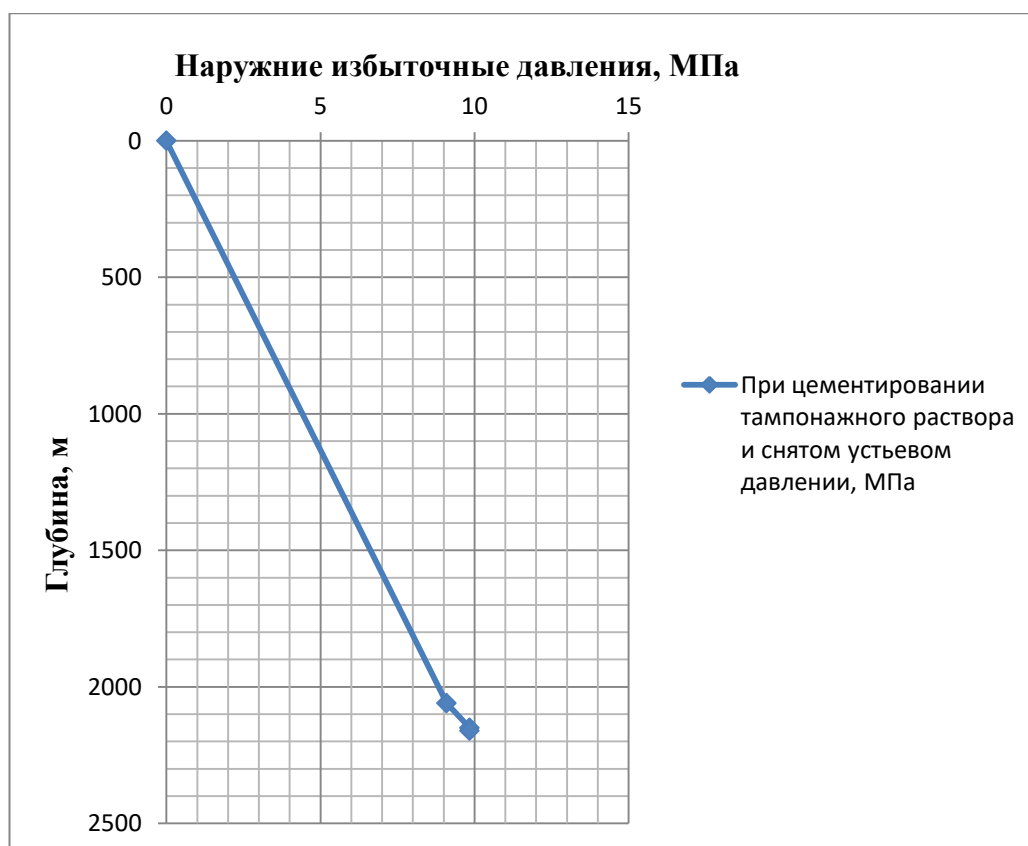


Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7.

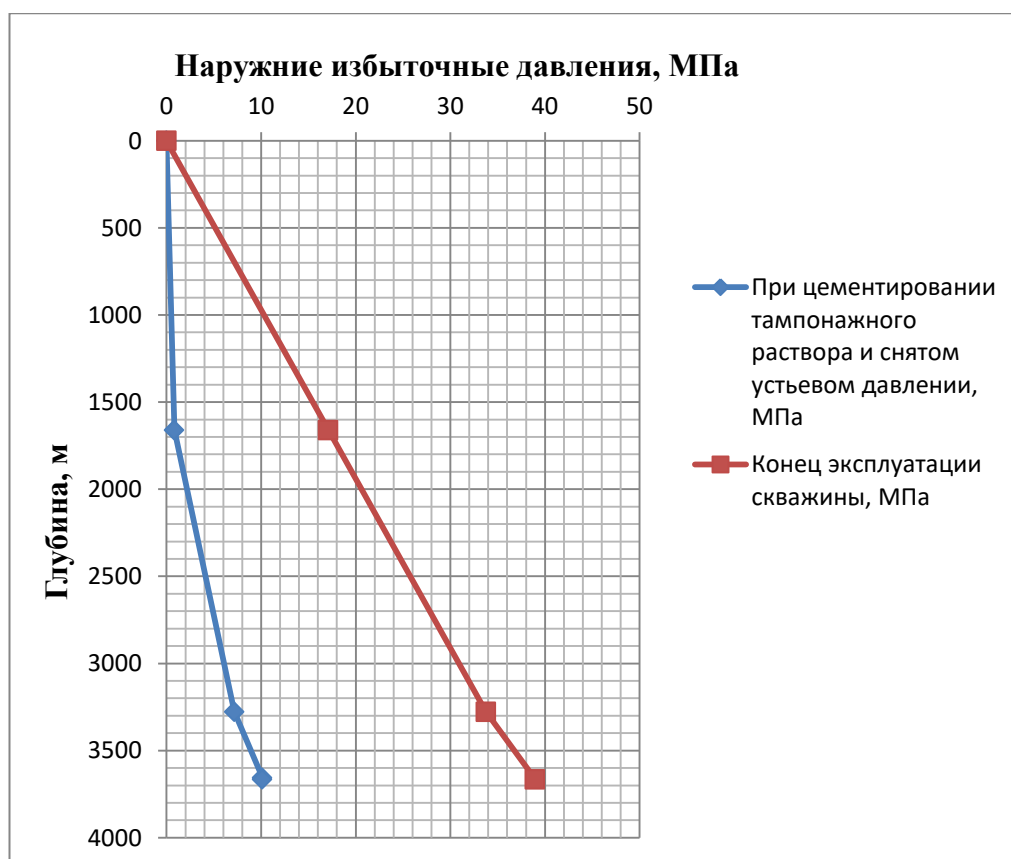


Рисунок 7 - Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 8.

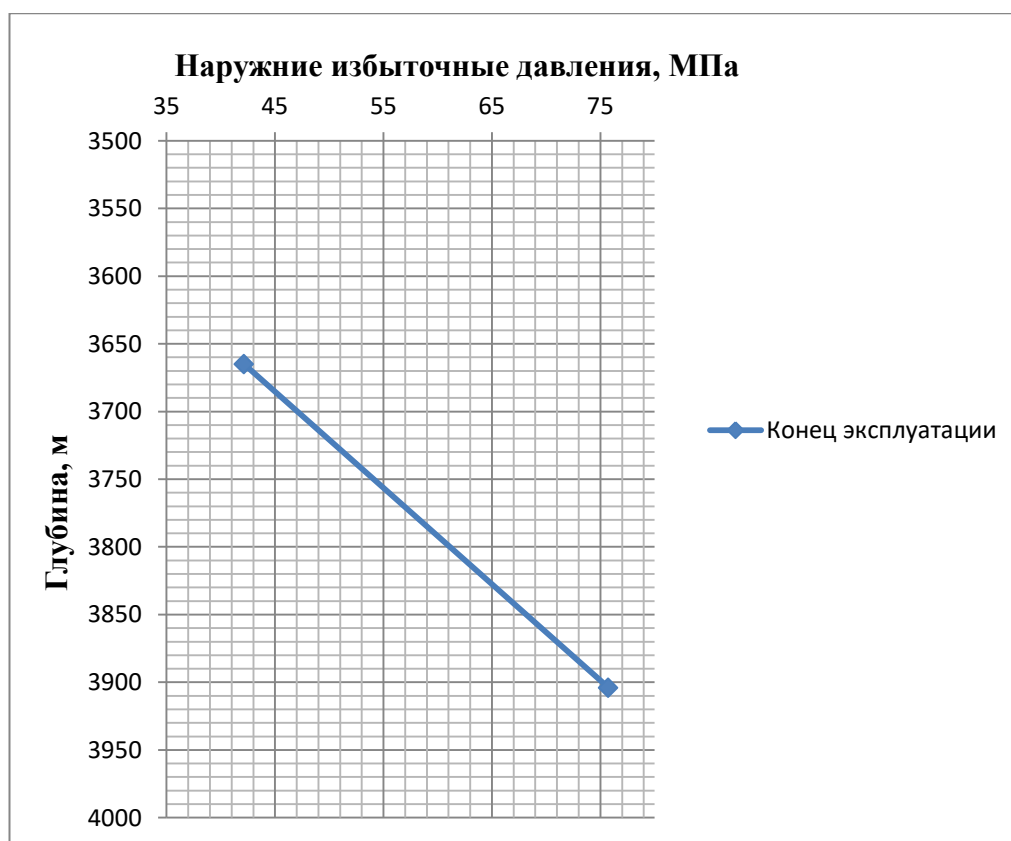


Рисунок 8 - Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

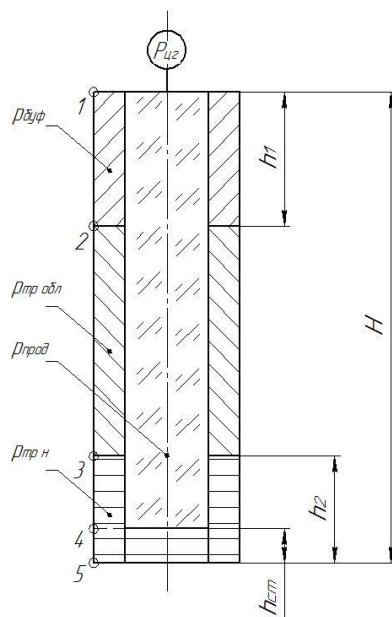


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

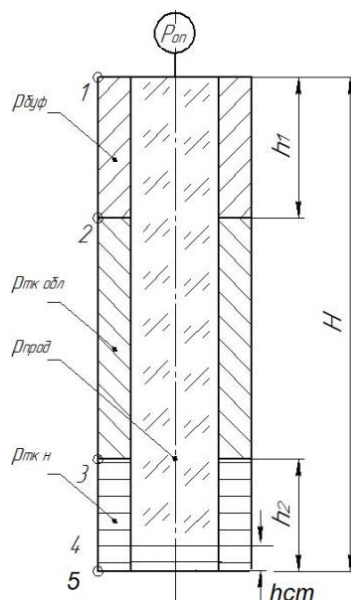


Рисунок 10 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

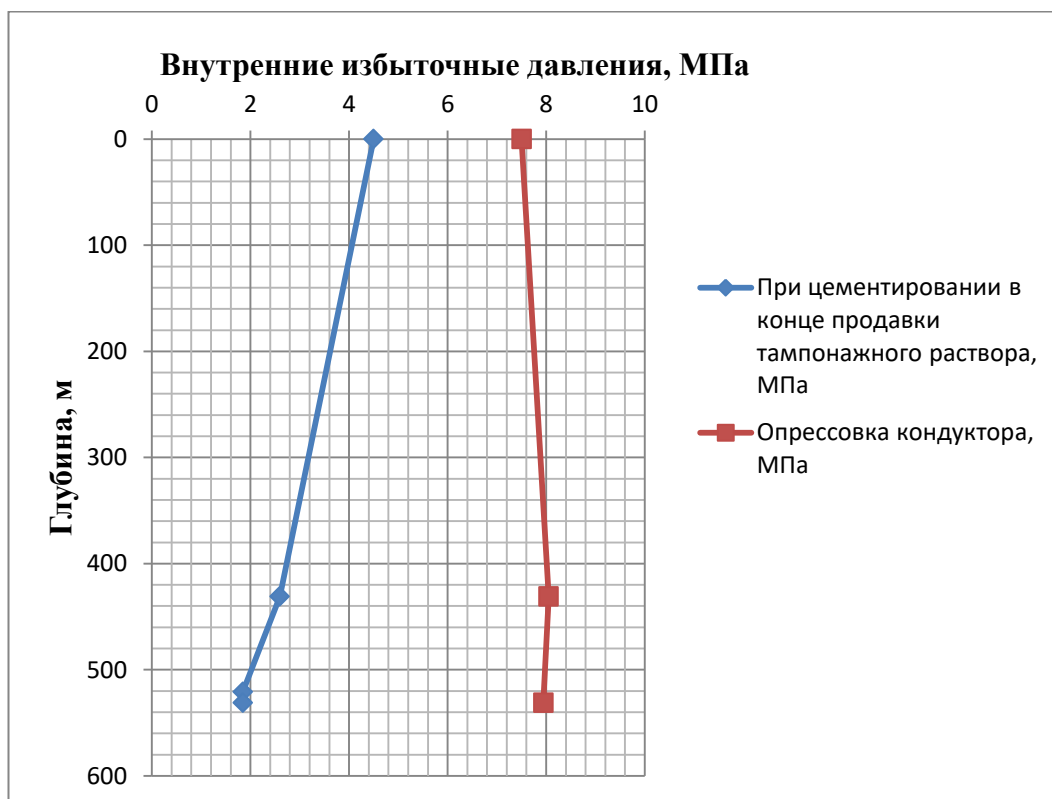


Рисунок 11 - Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

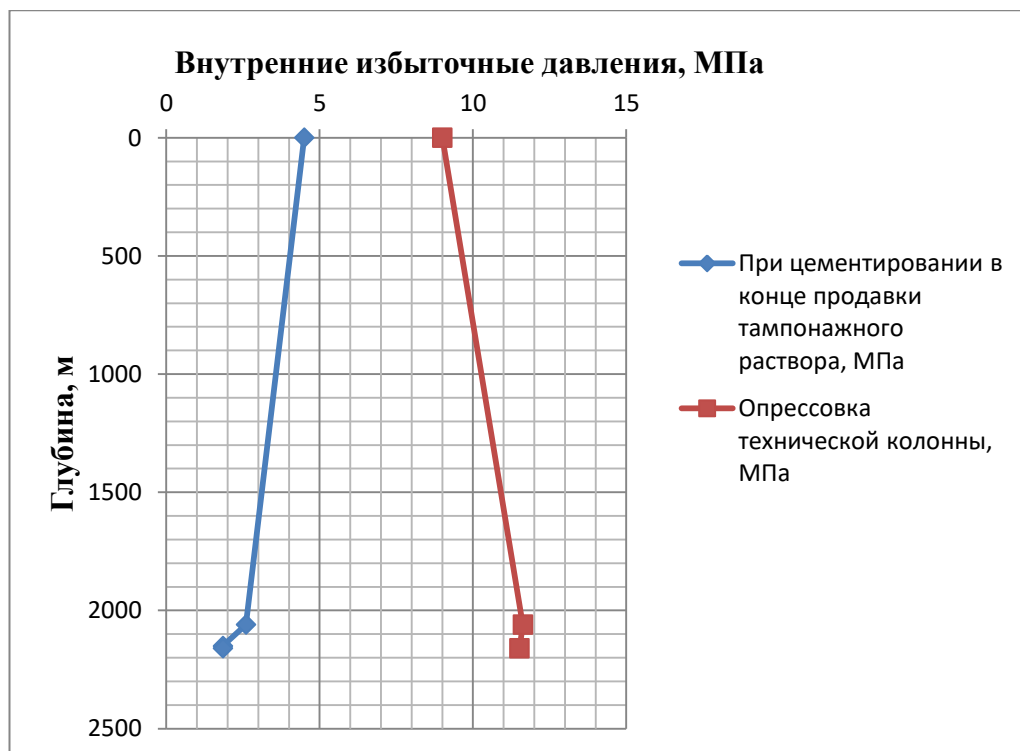


Рисунок 12 - Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 13.

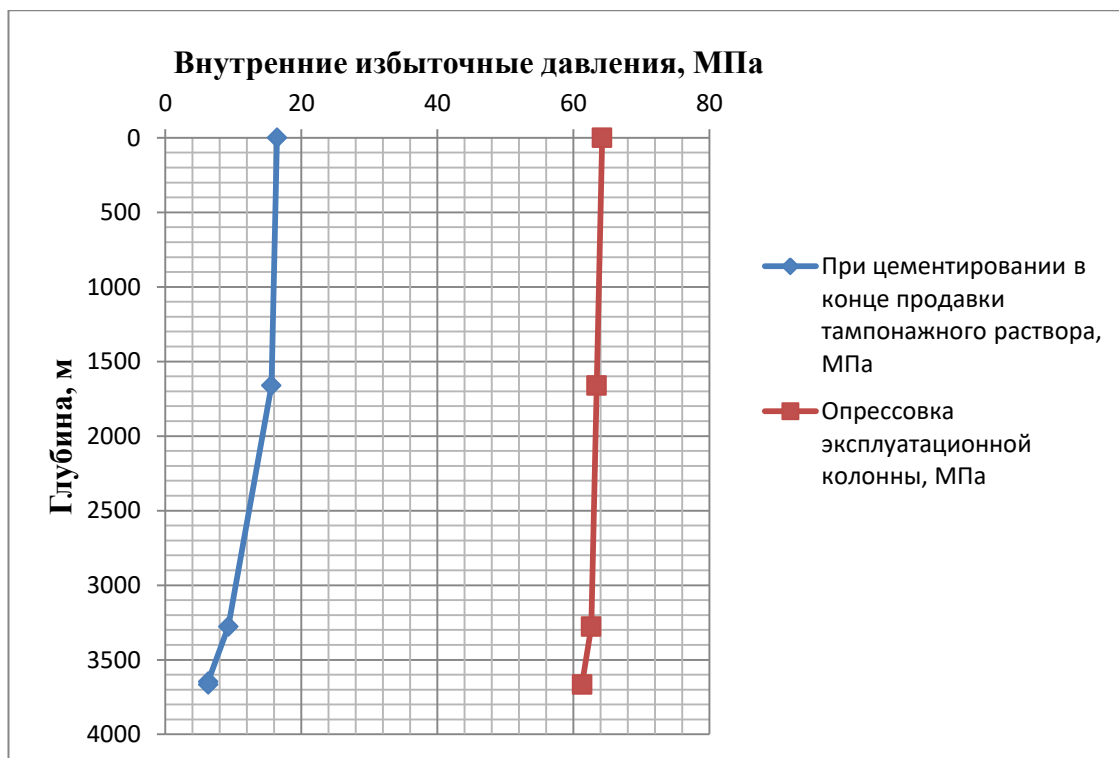


Рисунок 13 - Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 14.



Рисунок 14 - Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

В направлении, мы взяли не обычные обсадные колонны, а термокейсы, так как у нас многолетнемерзлые породы.

Результаты расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	531	68,52	36384,12	36384,12	0-531
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	2166	53,84	116617,44	116617,44	0-2166
Хвостовик								
1	ОТТМ	Е	10,7	1175	30,6	35955	35955	3477-4652
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	М	12,1	303	46,2	14071,83	166281,59	3388 - 3691
2	ОТТМ	М	10,6	3338	45,6	152280,76		0 - 3388

2.4.2. Расчёт и обоснование параметров цементирование скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (20)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (21)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (22)$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$60,192 + 0,605 \leq 0,95 \cdot 87,84$$

$$60,8 \leq 83,45$$

Выполнив вычисления, получаем, что $60,8 \text{ МПа} < 83,45 \text{ МПа}$, следовательно, условие недопущения гидроразрыва выполнено, поэтому проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.1. Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{mp} = \pi \cdot [(D_{\text{эк } \partial}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{тк}}) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1) + d_{\text{эк вн } 1}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4. \quad (23)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{mp} = V_{mp \text{ обл}} + V_{mp \text{ норм}}. \quad (24)$$

Рассчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{mp \text{ обл}} = \pi \cdot [((D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1)) + ((D_{\text{эк } \partial}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_{\text{тк}}))] / 4. \quad (25)$$

$$V_{mp \text{ норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк } \partial}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн } 1}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4. \quad (26)$$

$$V_{\text{обл нл}} = 0,785 \cdot (((0,2267^2) - (0,1683^2)) \cdot (3691 - 1664)) + (((0,2159^2) \cdot 1,3 - (0,1683^2)) \cdot (3691 - 1664 - 489))) = 86,59 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{н нл}} = 3,14 \cdot (((((0,1556^2) \cdot 1,20) - (0,127^2)) \cdot 1161) + ((0,1056^2) \cdot 10)) / 4 = 11,87 \text{ м}^3.$$

$$V_{mp} = 86,59 + 11,87 = 98,45 \text{ м}^3.$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{\text{эквн } 1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{\text{ст}}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

2.4.2.2. Обоснование и расчёт объёма буферной и продавочной жидкостей

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{\text{б.жс}} = S_{\text{к.п.о.с}} \cdot V_{\text{в.н}} \cdot t, \quad (27)$$

где $S_{\text{кп.ос}}$ $0,02167 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{\text{кп}} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,02167 \cdot 0,5 \cdot 600 = 6,5 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4. \quad (28)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot ((0,1342^2) \cdot 4652 - (0,1342^2) \cdot 10) / 4 = 67,6 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации $0,41 \text{ кг/м}^3$.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 .

В таблице 35 представлена информация об объемах продажной и буферной жидкостей.

Таблица 35 – Расчёт цементации

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,5	1,3	1050	4,9	МБП-СМ	91
		5,2		1,6	МБП-МВ	78
Продавочная жидкость	67,6		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	86,6		1400	73,55	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	56750
					НТФ	35,5
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,9		1820	7,45	ПЦТ-II-50	15340
					НТФ	4,88

2.4.2.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}. \quad (29)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 15,34 / 13 = 1,18 \text{ (требуется 2 цементосмесительная машина)}$$

- Для облегченного

$$m = 56,75 / 10 = 5,6 \text{ (требуется 6 цементосмесительных машины)}$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 36 представлены результаты расчета необходимого количества цементировочного оборудования.

Таблица 36 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Кондуктор	-	1
Техническая колонна	6	1
Эксплуатационная колонна	6	1
Хвостовик	6	1

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 15.

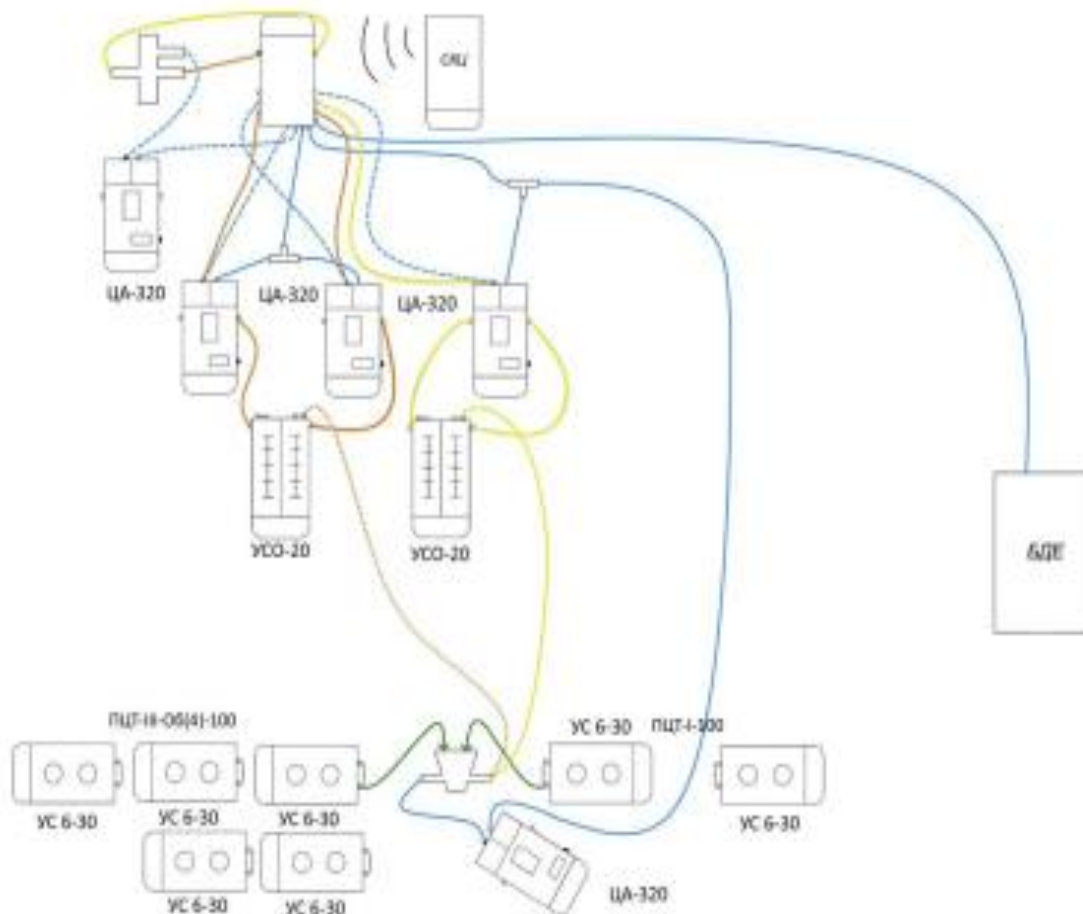


Рисунок 15 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементирующая головка.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Для дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта, в оснастку включены муфты ГРП, активируемые перепадом давления.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл мм	Наименование, шифр, типоразмер, Производитель: Endeavour	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Сумарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Кондуктор, 326	БКМ-326	531	531	1	1
	ЦКОД-326	521	521	1	1
	ЦЦ-324/394	0	20	2	21
		20	501	15	
		501	531	3	
	ПРП-Ц-326	521	521	1	1
Техническая колонна, 245	БКМ-245	2166	2166	1	1
	ЦКОД-245	2156	2156	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	20	2	75
		20	2136	70	
		2136	2166	3	
	ПРП-Ц-245	2146	2146	1	1
Эксплуатационная колонна, 168	БКОК-168P1	3691	3691	1	1
	ЦКОД-168	3681	3681	1	1
	ЦПЦ-168/222	0	30	3	142
		30	3389	112	
		3389	3656	26	
		3656	3686	3	
		3686	3691	1	
		3379	3379	1	
	ЦТ 168/222	3590	3590	1	3
		3610	3610	1	
				1	
	ПРП-Ц-В-168	3671	3671	1	1
	ПРП-Ц-Н-168	3681	3681	1	1

Продолжение таблицы 37

Хвостовик, 127	ПЗГ-127 Г	3441	3441	1	1
	БКП-Вр-127	4652	4652	1	1
	ЦКОДУ-127	4642	4642	1	1
	МУФТА ГРПП2 – 127 (70МПа) (Зенит)	4152	4642	5	5
	ЦПЦ-127/156	3441	3461	2	117
		3461	4044	58	
		4044	4102	2	
		4102	4627	52	
		4627	4647	2	
		4647	4652	1	
	ЦТЖС-127/156	3702	3702	1	35
		3734	3734	1	
		3860	3860	1	
		3917	3917	1	
		4054	4054	1	
		3682	3682	1	
		3714	3714	1	
		3840	3840	1	
		3897	3897	1	
		4092	4092	1	
		4152	4652	25	
	ПРП-Ц-В-127	4632	4632	1	1
	ПРП-Ц-Н-127	4642	4642	1	1
	ПХГМЦ -127/156	3441	3441	1	1

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1. Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а так же сохранять коллекторские свойства пласта

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 30:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (30)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункту 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 75,64 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3910} = 2071 \frac{кг}{м^3},$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внэк1} + V_{внэк2} + V_x), \quad (31)$$

где $V_{\text{ВНХВ}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{\text{ВНЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{\text{внЭК1}} + V_{\text{внЭК2}} + V_{\text{х}}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,01441 \cdot 53 + 0,01471 \cdot 3388 + 0,01056 \cdot 1175) = 98,97 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2. Выбор муфт ГРП и расчёт их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфта гидравлическая МГ–127. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, которая составляет 2000 метров.

Муфты устанавливаются с интервалом в 90-100 метров, то есть необходимо проектировать 20 муфт МГ–127. Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера ПГМЦ 127 на одну муфту, таким образом, потребуется 40 пакеров.

2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры

Для высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин рекомендуют применять крестовую фонтанную арматуру (5-6 схема). Поскольку скважина является газовой принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 105 Мпа: арматура фонтанная АФ6-80/65х105.

2.5. Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 38 [2].

Таблица 38 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 5000			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{бк} + Q_{свп}$)	143,58	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$150 > 143,58$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{об} + Q_{свп}$)	153	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$225 > 153$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	186,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$1,33 \geq 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3. Усовершенствование систем очистки бурового раствора

С углублением ствола скважины происходит постоянное насыщение бурового раствора выбуренной породой, что в свою очередь ведет к ухудшению его физико-механических свойств, снижает выносную способность раствора.

Постоянное накопление шлама в растворе ведет к увеличению плотности и высокому содержанию твердой фазы. Абразивные частицы, находясь в растворе при циркуляции, ведут к разрушению оборудования. Высокое содержание твердой фазы уменьшает механическую скорость бурения, а высокая плотность приводит к интенсивным поглощениям бурового раствора, что может привести к аварии.

Для регулирования содержания твердой фазы и уменьшения плотности бурового раствора можно использовать следующие способы:

- разбавление раствора водой
- замещение части бурового раствора более легким
- осаждение частиц шлама в отстойниках
- очистка с помощью механических средств

Наиболее эффективным является способ очистки буровых растворов с помощью оборудования для очистки буровых растворов. Очистка позволяет снизить влияние выбуренной породы на свойства раствора и как следствие сохранить его качество. Для этого применяют ряд механических средств, позволяющих сократить время взаимодействия и количество частиц в буровом растворе. Эти установки условно можно разделить по глубине очистки раствора от выбуренной породы, т.е. по размеру частиц удаляемых на конкретной установке.

Набор средств для очистки бурового раствора подбирается исходя из условий бурения скважин и поставленных задач. Порядок прохождения

раствора по установкам определяет схему циркуляции раствора и ступенчатость системы.

3.1. Классификация оборудования для очистки бурового раствора

Очистка промывочной жидкости осуществляется как за счёт естественного выпадания частиц породы в желобах и емкостях, так и принудительно в механических устройствах, предназначенных для очистки бурового раствора. В современной технологии бурения скважин предъявляют особые требования к буровым растворам, согласно которым оборудование по очистке раствора должно обеспечивать качественную чистку раствора от твёрдой фазы, смешивать и охлаждать его, а также удалять из раствора газ, поступивший в него из газонасыщенных пластов во время бурения. В связи с этими требованиями современные буровые установки комплектуются циркуляционными системами с определённым набором унифицированных механизмов - емкостей, устройств по очистке и приготовления буровых растворов. Для очистки буровых растворов от породы в циркуляционных системах применяют устройства 2-ух назначений:

- Средства грубой очистки раствора;
- Средства тонкой очистки раствора.

3.1.1. Средства грубой очистки бурового раствора

Средства грубой очистки представлены в основном механическими вибрационными установками (виброситами), способными удалять крупный шлам размером свыше 100 мкм без особого нарушения скорости прокачки бурового раствора.

В виброситах шлам от бурового раствора отделяется с помощью просеивающего устройства. Применяются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2, СВ-2Б, ЛВС-1 и одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1. По принципу действия все вибросита аналогичны.

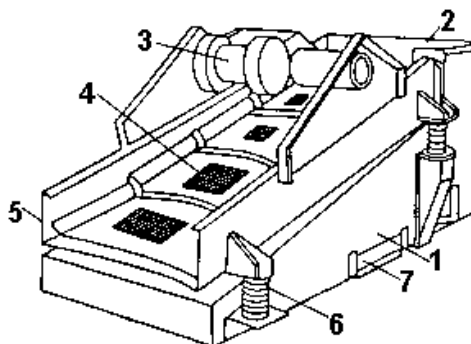


Рисунок 16 - Вибрационное сито

На рисунке 1 представлено схематическое изображение вибросита. Его основные элементы следующие:

- поддон для сбора очищенного раствора - 7,
- приёмник с распределителем потока - 2,
- вибрирующая рама - 5 с сеткой - 4,
- вибратор - 3,
- амортизаторы - 6.

Кардинальных различий среди вибросит нет.

3.1.2. Средства тонкой очистки бурового раствора

Средства тонкой очистки представлены более широким спектром механических средств:

- сито-гидроциклонные сепараторы,
- песко- и илоотделители,
- деканторные центрифуги и т.п.

Деление гидроциклонных сепараторов производится условно по диаметру внутренней цилиндрической части гидроциклона и по способности отделения частиц на пескоотделители и илоотделители. По принципу

действия гидроциклоны представляют собой инерционно-гравитационные отделители грубодисперсного шлама от бурового раствора.

Для удаления из раствора песка с размером частиц более 0,074 мм применяют гидроциклоны диаметром 150 мм и более, которые называются пескоотделителями. А для выделения ила с размером частиц менее 0,074 мм - гидроциклоны диаметром 50-100 мм - илоотделители. Для очистки растворов от мелкодисперсных частиц диаметром 0,03 мм используют центрифуги различных конструкций.



Рисунок 17 - Сепаратор линейный ситогидроциклонный

Линейный ситогидроциклонный сепаратор ЛСГС представляет из себя единую конструкцию, состоящую из вибросита и установленными на нем песко- и илоотделителями. Предназначен для очистки бурового раствора от частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин. На вибросите установлены две гибкие трехслойные кассеты. Угол наклона вибросита вибросита регулируется. Песко- и илоотделители изготовлены из высокопрочного полиуретана, который обеспечивает продолжительный срок службы. В зависимости от исполнения оборудования величина возмущающей силы вибратора может регулироваться.

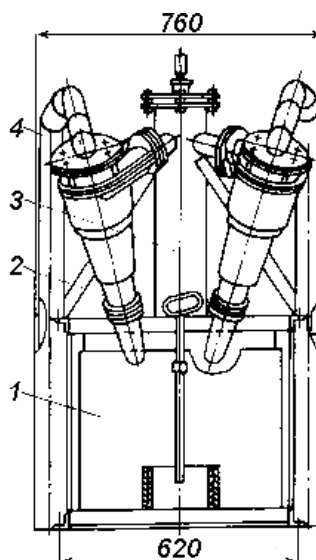


Рисунок 18 - Пескоотделитель

Пескоотделитель предназначен для очистки неутяжеленного бурового раствора от частиц выбуренной породы размером не более 1,5 мм при бурении нефтяных и газовых скважин.

Он представляет собой батарею из четырёх параллельно включённых гидроциклонов 2 с внутренним диаметром 150 мм, установленных на раме 1, выполненной в виде лотка с наклонным дном и люком, имеет крестовину 3 и четыре отвода 4 с резиновыми рукавами. Во внутренней полости рамы закреплён вертикальный шламовый насос, нагнетательный патрубок которого соединён с подающей трубой. Внутренняя полость рамы - резервуар - разделена перегородкой на два отсека, один отсек со шламовым насосом соединён с желобной системой, а на втором отсеке имеется шибер для удаления через люк шлама.



Рисунок 19 - Илоотделитель

Илоотделитель гидроциклонный предназначен для очистки неутяжеленного бурового раствора от частиц выбуренной породы размером менее 0,8 мм при бурении нефтяных и газовых скважин. Параллельное расположение гидроциклонов, уменьшенная длина блока коллекторов, увеличенная высота шламоборника с откидными бортами, другие конструктивные изменения обеспечивают эффективную и безопасную работу илоотделителя. Может использоваться самостоятельно и входить в комплект линейного ситогидроциклонного сепаратора ЛСГС.

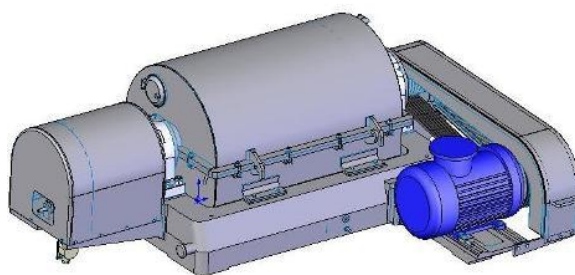


Рисунок 20 - Центрифуга

Центрифуга осадительная горизонтальная непрерывного действия со шнековой выгрузкой осадка. Предназначена для обезвоживания осадков сточных вод и для разделения суспензий высокой и средней дисперсности с твердой фазой, не содержащей абразивных примесей, и концентрацией Т:Ж в пределах 1:4-1:10, при температуре до 80 град.

Центрифуги делятся на прямоточные и противоточные (характер движения жидкости внутри барабана), по отношению диаметра барабана к его длине, по скорости вращения барабана (высокоскоростные и низкоскоростные).

Каждый механизм, входящий в циркуляционную системы очистки бурового раствора, является ступенью очистки:

- вибросито – 1 ступень
- гидроциклоны (песко- и илоотделитель) – 2 и 3 ступени
- центрифуга – 4 ступень

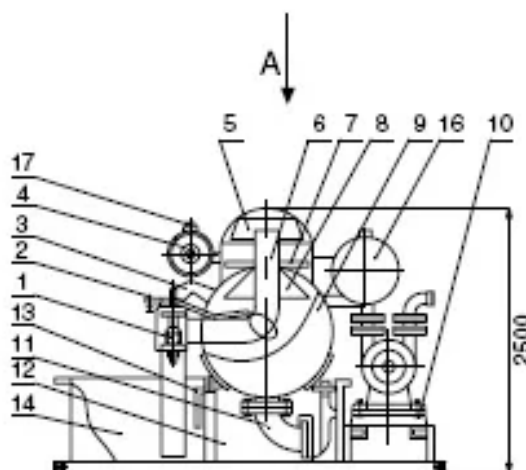


Рисунок 21 – Дегазатор

Дегазатор – технологическая установка для выделения из бурового раствора попутных газов и направления их газовойоздушную линию. Может использоваться как в первой ступени очистки раствора, так и во второй ступени после сепаратора (если производится бурение при равновесном давлении в скважине).

В состав дегазатора входят такие элементы, как:

- клапан всасывающий – 1;
- регулятор поплавковый – 2;
- кожух – 3;
- клапан-разрядник – 4;
- камера дегазационная – 5;
- труба всасывающая – 6;
- тарелка – 7;
- конусы – 8;

- камера вакуумная – 9;
- вакуум-насос – 10;
- клапан выкидной – 11;
- ёмкость – 12, 14;
- заслонка – 13;
- ресивер – 16;
- золотник – 17;
- вакуумметр – 18.

Каждый механизм, входящий в циркуляционную системы очистки бурового раствора, является ступенью очистки:

- вибросито – 1 ступень;
- сепараторы и дегазаторы – 2 ступень;
- гидроциклоны (песко- и илоотделитель) – 3 ступень;
- центрифуга – 4 ступень.

3.2. Усовершенствованная система очистки бурового раствора

Вместо 3-ёх и 4-ёх ступенчатой очистки постепенно начали применять 2-ух ступенчатую систему, в которой уменьшились затраты на пассивные и механические средства очистки, а также отрицательное воздействие на реологические свойства бурового раствора.

Особенности 2-ступенчатой системы:

- замена традиционной 4-ступенчатой схемы очистки 2-ступенчатой при повышении качественных показателей;
- выделение из бурового раствора как твердых, так и газообразных примесей;
- удаление частиц разного размера (от 30 мм до мкм);
- управляемость процесса за счет скорости вращения активатора, перемешивания и активного контроля удельного веса бурового раствора;

- небольшие затраты электроэнергии;
- высокая степень технической безопасности (отсутствие давления в системе, отсутствие открытых движущихся частей механизмов;
- количество механизмов и деталей уменьшено в три раза, что существенно снизило трудоемкость обслуживания и упростило управление;
- малый вес и габариты позволяют транспортировку системы рядовыми контейнеровозами по общим магистралям и даже доставку на вертолетах.

Система состоит из двух ступеней очистки. Первая ступень — пассивная очистка, вторая ступень — активная. Пассивная система очистки представляет собой набор емкостей со шнековым транспортером с клапаном для вывода отстоявшегося шлама. Данная система позволяет работать с любыми типами буровых растворов и при любых залповых выбросах. При этой новой технологии очистки отсутствует отрицательное воздействие активных механизмов традиционных система реологические свойства: буровых растворов (из-за дополнительного измельчения выбуренных пород).

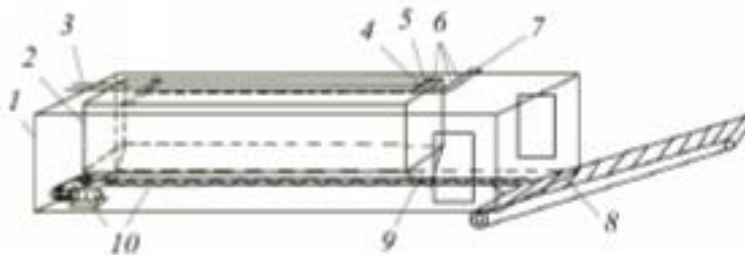


Рис. 1. Блок пассивной очистки бурового раствора: 1 – контейнер $V = 90 \text{ м}^3$; 2 – технологическая емкость $V = 30 \text{ м}^3$; 3 – трубопровод ввода раствора; 4 – трубопровод вывода раствора; 5 – плоский патрубок; 6 – краны переключения режимов; 7 – трубопровод слива чистого раствора; 8 – транспортер перегрузки шлама; 9 – успокоитель потока; 10 – шнековый транспортер вывода шлама

Рисунок 22 - Блок пассивной очистки раствора

Блок пассивной очистки бурового раствора состоит из контейнера объемом 90 м³, технологической емкости 30 м³, трубопровода, ввода

раствора и трубопровода, вывода чистого раствора на корректировку параметров, кранов переключения режимов, трубопровода слива чистого раствора, транспортера перегрузки шлама, шнекового транспортера вывода шлама, успокоителя потока и плоского патрубка.

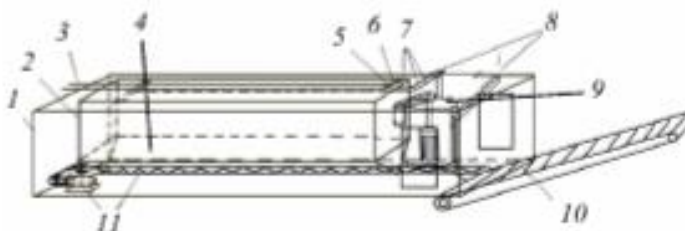


Рис. 2. Блок пассивно-активной очистки бурового раствора:
 1 – контейнер $V = 90 \text{ м}^3$; 2 – технологическая емкость $V = 30 \text{ м}^3$;
 3 – трубопровод ввода раствора; 4 – успокоитель потока;
 5 – трубопровод вывода раствора; 6 – плоский патрубок;
 7 – краны переключения режимов; 8 – трубопровод слива
 чистого раствора; 9 – фильтр полноточный центробежный;
 10 – транспортер перегрузки шлама; 11 – шнековый транс-
 портёр вывода шлама

Рисунок 23 - Блок пассивно-активной очистки раствора

Все блоки выставляются на монтажные сани с перепадом в 100 мм относительно друг друга для обеспечения перетока раствора по трубопроводам. Все блоки ставятся и подключаются к системе слива из устья скважины параллельно по трубопроводу ввода раствора. Оставшийся в мерниках буровой раствор сливается в блок перекачки.

Конструкция и компоновка основных агрегатов значительно повышает культуру эксплуатации оборудования, облегчает условия труда бурового персонала. Система спроектирована с перспективной автоматизации управления процессов очистки, контроля параметров и величин поглощения буровых растворов. Все это позволит, в сочетании с новыми технологиями бурения, строить скважины, значительно снизив затраты на их освоение, увеличив надежность работы забойных двигателей и долот.

3.3. Вывод о рентабельности усовершенствованной СОБР

При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и времени.

Каждое оборудование, используемое для очистки раствора от шлама, должно пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины.

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

В связи с вышеперечисленными фактами, была разработана система с 2-умя ступенями очистки бурового раствора, чтобы минимизировать расходы производства. В связи с малыми габаритами и меньшей массой агрегатов, их транспортировка обойдется компаниям за меньшие денежные средства. В следствие комбинирования некоторых установок, количество запчастей и время, затраченное на обслуживание, сократились, что также положительно сказывается на финансах. У такого рода установок в меньшем количестве расходуется электроэнергия. Поэтому использование таких двухступенчатых систем очистки более рентабельно.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятием

4.1.1. Основные направления деятельности предприятия

Основные направления деятельности:

- Бурение эксплуатационное
- Бурение поисково-разведочное
- Ремонт скважин
- Цементирование скважин
- Сопровождение буровых растворов
- Наклонно-направленное бурение, телеметрия, прокат ВЗД

В начале 2000-х годов в Нефтеюганске создано дочернее предприятие «Томскнефти» – ЗАО «Нефтепромбурсервис», которое в 2003 году стало управляемым обществом ССК.

В конце 2011 года ЗАО «Нефтепромбурсервис» реорганизован в Томский филиал Сибирской Сервисной Компании. Основной базой для формирования этого коллектива стали опытные профессионалы из геологоразведочных экспедиций ОАО «Томскнефтегазгелогия», а также опытные специалисты из профильных служб «Томскнефть» ВНК. Был создан устойчивый фундамент, который позволил предприятию уверенно идти вперед даже в кризисные времена.

Нефтеюганский филиал ЗАО «ССК» создан на базе четырех сервисных предприятий региона, входивших в состав Нефтеюганского УБР. В самом начале здесь работало 8 бригад бурения и 22 - капитального ремонта скважин. Наиболее крупные проекты -- на Приобском и Салымском месторождениях. Здесь сегодня работают самые современные буровые

установки БУ 4500 ЭУК, оснащенные верхними силовыми приводами. Бурение скважин проходит в рекордные сроки, в среднем от 9 до 11 суток.

Основными партнерами компании ОАО «НК «Роснефть» (ОАО «РН-Юганскнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Восточно-Сибирская Нефтяная Компания»), ОАО «Газпром» (ООО «Красноярскгаздобыча», ЗАО «Зарубежнефтегаз», ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпромнефть» (ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «Газпромнефть-Восток»)), Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», ОАО «Восточная Транснациональная Компания», ОАО «Татнефтепром», ЗАО «Самара-Нафта», ОАО «Норд-Империял», ОАО «Альянснефтегаз», ОАО «Севернефтегаз», «Smith Siberian Services», «Derrick Equipment», ОАО «НОВАТЭК», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть» и другие, не менее известные в российской и мировой нефтяной промышленности компании.

4.1.2. Организационная структура предприятия

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: технический директор - первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по безопасности, заместитель директора по производству, заместитель директора по работе с персоналом и заместитель директора по общим вопросам.

Техническому директору подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика, производственно-технического отдела бурения, производственно-технического отдела КРС и отдела компьютерных технологий.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ, а

также лабораторию буровых и тампонажных растворов. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Главный геолог возглавляет геологический отдел, который разделен на отдел бурения и отдел КРС, также в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместитель технического директора по ОТ и ПБ возглавляет одноименную службу, главной задачей которой является контроль промышленной безопасности на всех объектах НФ ЗАО «ССК» и обеспечение предприятия всем необходимым для создания безопасных условий труда.

Заместитель директора по производству возглавляет центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), через которую он руководит работой следующих служб и цехов: служба буровых и вышкомонтажных работ, служба по ремонту скважин и цех тампонажных работ.

Служба буровых и вышкомонтажных работ включает в себя: цех буровых работ (ЦБР) и цех вышкомонтажных работ. ЦБР является органом оперативного управления основным производством, обеспечивающим выполнения плана-графика строительства скважин в целом по предприятию с соблюдением установленной технологии. Начальник ЦБР организует работу шести буровых бригад и бригады технического водоснабжения. В цех вышкомонтажных работ входят три бригады, которые обеспечивают работы по выполнению плана-графика строительства буровых, организации и выполнение переездов и передвижек буровых установок, а также по установке и монтажу оборудования с соблюдением установленной технологией.

К службе по ремонту скважин относятся: цех по зарезке вторых стволов (ЦЗВС) и цех по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному

ремонту скважин. В ЦЗВС входят две бригады. Задачами ЦЗВС является планирование технологии работ по зарезке второго ствола, и выполнение этих работ.

Цех тампонажных работ организует работы по креплению скважин, обеспечению основного производства исправными агрегатами, техническому обслуживанию и ремонту техники. В цех тампонажных работ входят: ремонтно-механическая мастерская, отдел эксплуатации, участок крепления и участок освоения.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Заместитель директора по общим вопросам руководит работой административно-хозяйственного отдела, отделом материально-технического снабжения и базой производственного обслуживания, куда входят прокатно-ремонтный цех бурового оборудования и прокатно-ремонтный цех труб и турбобуров.

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия.

Одним из ближайших изменений в структуре предприятия является выделение технологического отдела в самостоятельную технологическую службу. В настоящее время идет разработка схемы взаимодействия службы с предприятием. Схема организационной структуры приведена на рисунок 24.

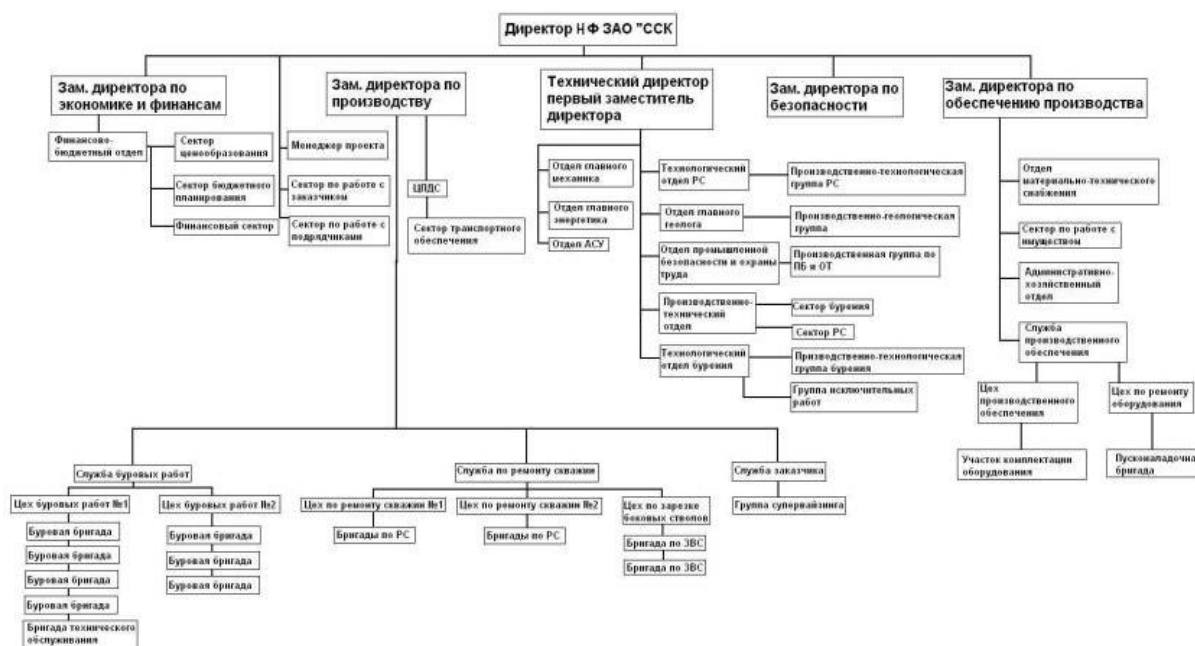


Рисунок 24 - Организационная структура Нефтеюганского филиала ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»

4.2. Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины;

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad ()$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad ()$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad ()$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad ()$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad ()$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и нормативного времени.

4.2.2. Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скоростей бурения

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad ()$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad ()$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / см.мес} \quad ()$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [].

4.2.3. Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы и подготовительные 458 часов (20 дней). Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 39.

Таблица 39 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	
Вышкомонтажная	54				
Бурения	20				
Испытания	11				

4.2.4. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ;
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные;
- свод затрат по строительству скважины.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [12], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады;
- содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб;
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты;

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2020 года индекс составляет 235,35 [].

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.2 приложения Б.

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.3 приложения Б.

Сводный сметный расчёт представлен в таблице Б.4 приложения Б.

5. Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

5.1.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

5.2. Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 3950 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 1 согласно ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 40 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
3.Отсутствие или недостаток необходимого и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

5.2.1. Анализ производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При

отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 41.

Таблица 41 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50

Продолжение таблицы 42

Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица А.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц. Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение А.

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в

соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части.

5.3. Охрана окружающей среды

Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их

появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с

высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Архейскую систему газонефтяного месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен восьмиинтервальный профиль скважины. Для успешного бурения такого профиля было решено применять роторное бурение под кондуктор, совмещенное бурение (ротор+ВЗД) для технической и эксплуатационной колонн, а для интервала под хвостовик использована роторно-управляемая система.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, устойчивые к высоко абразивным горным породам.

В интервале под кондуктор применяем минерализованный глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют пески, глины, алевроиты, супеси и суглинки, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования. Также в этом интервале присутствуют многолетнемёрзлые горные породы.

В интервалах под техническую и эксплуатационную колонны был выбран полимерный инкапсулированный буровой раствор, так как присутствуют интервалы поглощения бурового раствора и осыпей стенок скважины, прихватоопасные зоны и зоны сужения ствола скважины.

Интервал бурения под хвостовик сложен хомогенными породами, аргиллитами и песчаниками, а также в нем находится продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем биополимерный буровой раствор.

Этот интервал имеет аномально высокое пластовое давление, но так как давление гидроразрыва пласта в нашем случае превышает пластовое давление на 0,01 МПа/м и более, то мы никак не сможем получить гидроразрыв пласта.

В специальной части была рассмотрена усовершенствованная система очистки бурового раствора, оборудование, которое входит в такие системы, а также функции и принцип работы каждого компонента такой системы.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Леонов, В.О. Курсовой проект «Выявление застойных зон в емкости для бурового раствора»[Текст] / В.О. Леонов. – Томск:ТПУ, 2019 – 10с
5. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
7. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотосодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.
8. Мурзагильдин З.Г., Шайдуллин З.Г., Шайхаттаров Ф.Х., Рекин С.А. Особенности коррозии и защиты нефтепромыслового оборудования в сероводородосодержащих средах // Нефтепромысловое дело. 2002. № 5. С. 38-41.

9. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 128-131.

10. Пат. №2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / Гарифуллин Ф.С., Долгов Д.В., Минязев И.К., Валеев А.М., Волочков А.Н. (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.

11. <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142488-rapoprovyavlenie-provyavlenie-rapa/> – [Электронный ресурс].

12. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства

13. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

14. <https://komi.lukoil.ru/ru/About/GeneralInformation> – [Электронный ресурс].

15. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0

16. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100

17. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48)

18. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36

19. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40

20. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86

21. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79.

22. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987

23. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80

24. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

Приложение А

Таблица А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала По вертикали, М	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение		Длина по стволу, м	
От (верх)	До (низ)			В начале интервала	В конце интервала	За интервал	Общее	Интервала	Общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,00	800	150	0	0,00	0	0,00	0,00	800	800
800	917,1	117,1	0,47	0	5,512	5,64	5,64	117,28	917,28
917,1	3455,8	1710,88	0	12,00	5,512	245,01	250,62	2550,5	3467,78
3455,8	3841,83	251,38	1,2	12	64,762	271,68	522,3	493,75	3961,53
3841,83	3884,47	48,62	0	60	64,762	95,45	612,75	100	4061,53
3884,47	3904	70,00	2,8	60	90	90,45	700	90,14	4151,66
3904	3904	0	0	90	90	500	1200	500	4651,66

Таблица А.2 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	531	ПК 127х9	127	М	9,2	ЗП-165-83	505,3	16,56	21,8	1,4 6	7,9 7	8,2	8,7
бурение	531	216 6	ПК 127х9	127	М	9,2	ЗП-165-83	2102	68,9	81,33	1,0 5	2,6 1	2,2 2	2,3 3
бурение	2166	369 1	ПК 127х9	127	М	9,2	ЗП-165-83	3635	119,16	128,74	-	1,8 2	1,4	1,4 7
бурение	3691	465 2	ПН 89х9	88,9	Л	9,4	ЗП-127-65	4548	98,83	103,74	1,2 7	1,6 7	1,1 5	1,1 7

Таблица А.3 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Кондуктор	Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
	от	до					
	0	531	531	393,7	-	1,75	113,12
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации							2,75
Расчетные потери бурового раствора при очистке							70,88
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО							2,12
Объем раствора в конце бурения интервала							113,12
Общая потребность бурового раствора на интервале:							234,87
Объем раствора к приготовлению:							234,87
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал							-
Технич. колонна	Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
	от	до					
	0	2160	2160	295,3	0,01527	1,7	211,09
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации							12,36
Расчетные потери бурового раствора при очистке							127, 69
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО							7,58
Объем раствора в конце бурения интервала							211,09
Общая потребность бурового раствора на интервале:							404,72
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала							153,65
Объем раствора к приготовлению:							404,72
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал							-

Продолжение таблицы А.3

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
0	3550	3550	215,9	0,01527	1,45	110,49
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,54
Расчетные потери бурового раствора при очистке						47,31
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,88
Объем раствора в конце бурения интервала						110,49
Общая потребность бурового раствора на интервале:						216,22
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						153,65
Объем раствора к приготовлению:						62,57
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
3300	3950	650	177,8	0,0069	1,2	40,21
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,089
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,41
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,96
Объем раствора в конце бурения интервала						40,21
Общая потребность бурового раствора на интервале:						94,67
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						-
Объем раствора к приготовлению:						94,67

Приложение Б

Таблица Б.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
Бурение под направление и кондуктор	393,7 НьюТек Сервисез	0	531	650	0,02	531	1	16	6,17	0,49	1,40	20,06
Крепление кондуктора	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	3,24	16	11,4	1,36	0,7	32,70
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	52,76
Бурение под техническую колонну	295,3 НьюТек Сервисез	531	2166	2400	0,045	1635	1	47,57	13,34	1,06	2,15	44,12
Крепление технической колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	4,13	16	19,12	3,43	1,0	43,68
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	87,8

Продолжение таблицы Б.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч							
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 А-16	2166	3691	2000	0,027	1525	1	47,93	20,37	2,07	2,4	72,77
Крепление эксплуатационной колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	9,52	24	28,58	6,52	2,6	71,22
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	143,99
Бурение под хвостовик	155,6 МЗ-ГАУ-R-157	3691	4652	2000	0,035	961	1	34,01	38,58	3,61	3,2	79,4
Крепление хвостовика	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	1,10	16	20,28	8,23	2,2	47,81
Итого:	—	—	—	—	—	—						127,21
Итоговое время на бурение, ч												244,46
Итоговое время на крепление, ч												211,61
Итоговое время на геофизические исследования, ч												89,2
Итого, ч												480,27

Таблица Б.2 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40	5166	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	1549,8	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	1	138,19	2,68	370,35	3,03	412,72	3,31	459,41
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	41,57	–	111,11	–	125,61	–	137,22
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40	–	1	9,95	2,68	26,67	3,03	30,15	3,31	9,88
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	2,99	–	8,00	–	9,04	–	9,88
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	1	252,86	2,68	677,66	3,03	766,17	3,31	836,97
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	1	1443	2,68	3867,24	3,03	4372,29	3,31	4776,33

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	2,68	655,53	3,03	741,14	3,31	809,63
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	2,68	248,34	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	2,68	645,75	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	3,03	1086,59	3,31	1187,00
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	1	7,54	2,68	20,21	3,03	22,85	3,31	24,96
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	1	8,9	2,68	29,85	3,03	26,97	3,31	29,46
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	1	257,41	2,68	689,86	3,03	779,95	3,31	852,03
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40	5372,8	1	134,32	2,68	359,98	3,03	406,99	3,31	444,6
Зависящие от объема работ												
Бентонит	уп	6,08	–	–	12	72,96	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,41	–	–	12	244,92	13	265,33	7	142,87	7	142,87
NaOH	уп	4,59	–	–	13	59,67	7	32,13	4	18,36	4	18,36
ИКД	уп	2,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
КСI	уп	4,4	–	–	646	2842,4	1258	5535,2	682	3000,8	–	–
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	31	378,2	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	104	942,24	268	2428,08	145	–	–	–
Смазка (биолюб green)	уп	8,07	–	–	9	72,63	50	403,5	27	–	–	–
Ксантановая смола (TehnoGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	69	1455,21	38	–	–	–
Пеногаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	1	408,26	1	408,26	1	–	–	–
CaCO ₃	уп	13,88	–	–	–	–	21	291,48	72	–	–	–
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	1	559,63	1	–	–	–
Барит	уп	137,6	–	–	24	3302,4	-	-	-	-	2	275,2
Гламин	уп	32,08	–	–	–	–	–	–	–	–	50	1604
МК-3	уп	21,70	–	–	–	–	–	–	–	–	6	130,2
СМЭГ	уп	6,24	–	–	–	–	–	–	–	–	20	124,8
МР-4	уп	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	29	465,74
Катамн АБ	уп	183,03	–	–	–	–	–	–	–	–	1	183,03
Полидеформ	уп	410,25	–	–	–	–	–	–	–	–	6	2461,5
Формиат натрия	уп	142,08	–	–	–	–	–	–	–	–	188	26711,04
Основа ГС	уп	25,23	–	–	–	–	–	–	–	–	217	5474,91
393,7 НьюТек Сервисез	шт	2075,87	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
295,3 НьюТек Сервисез	шт	1092,39	–	–	2	2184,78	–	–	–	–	–	–
215,9 А-16	шт	2647,22	–	–	–	–	1	2647,22	–	–	–	–

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
155,6 МЗ-ГАУ-R-157	шт	2421,22	–	–	–	–	–	–	1	2421,22	–	–
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	–	–	10538,8	–	12732,11	–	21730,56	–	17356,27	–	48015,75
Итого затрат на бурение	руб	111923,3										

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652 7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ										
БКМ-426	шт	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-326	шт	66,97	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-326	шт	107,34	1	107,34	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	32	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-326	шт	49,54	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	83,49	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	–	–	68	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК–178Р1	шт	101,38	–	–	1	101,38	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	71	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	10	146,8	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	–	–	–	–	1	12,2	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-114	шт	56,65	–	–	–	–	–	–	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	–	–	–	–	–	–	1	42,64

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа) (Зенит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	5	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	45	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	30	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	1	17,71
ПХГМЦ -114/178	шт	2064,22	–	–	–	–	–	–	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 50	т	70,31	10,47	369,6957	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	т	62,19	18,79	586,0601	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	5,89	228,7676	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - О6 (4-6) - 100	т	54,98	–	–	30,09	841,9182	24,16	675,9968	–	–
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	11,56	489,9128
НТФ	кг	1,54	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8704460								

Таблица Б.4 - Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	8 001	1883035
Рекультивация перед планировкой	24 037	2695352
Итого		19912338
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	177 994	38 802 692
Разборка и демонтаж	11 352	2 474 736
Итого		41 277 428
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	116 179,87	25 327 212
Крепление скважины	39929	8 704 522
Итого		34 031 734
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	42 595	9 285 710
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	4933	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1973	4 30 114
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		165 283 680
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		195034742

Приложение В

Таблица В.1 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01 - 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	S_{Σ} 1,0
Переменный, 50 Гц	U_a, V, I_a, mA	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	366
Переменный, 400 Гц	U_a, V, I_a, mA	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	368
Постоянный	U_a, V, I_a, mA	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	4015

[illegible]